

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(інститут)

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ

(факультет)

Кафедра ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавр

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Степанова Василя Юрійовича

(ПІБ)

академічної групи 141-17ск-1

(шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва спеціальності)

спеціалізації¹

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему Розробка технічних рішень для підстанції напругою 150/10/6кВ в умовах обмеженої площі

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	<u>Рухлова Н.Ю.</u>			
розділів:				
Вступ:	<u>Рухлова Н.Ю.</u>			
Технологічний розділ	<u>Рухлова Н.Ю.</u>			
Спеціальний розділ	<u>Рухлова Н.Ю.</u>			
Економічний розділ	<u>Тимошенко Л.В.</u>			
Охорона праці	<u>Столбченко О.В.</u>			
Рецензент				
Нормоконтролер	<u>Олішевський Г.С.</u>			

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри
електроенергетики

_____ (повна назва)

_____ (підпис)

Рогоза М.В.

_____ (прізвище, ініціали)

«_____» _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню Бакалавра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Степанову В.Ю. академічної групи 141-17ск-1
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 «Електроенергетика електротехніка та електромеханіка»
(код і назва спеціальності)

спеціалізації¹ _____

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

_____ (офіційна назва)

на тему Розробка технічних рішень для підстанції напругою 150/10/6кВ в умовах обмеженої площі

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 12.05.2020 № 258-С

Розділ	Зміст	Термін виконання
Вступ	Виконати аналіз поточного режиму роботи ... визначити проблеми експлуатації електрообладнання.	15.05.19
Технічний розділ	Характеристика об'єкту, обґрунтований вибір основного електрообладнання ...	25.05.19
Спеціальний розділ	Виконати розрахунок основного електрообладнання	31.05.19
Економічний	Визначити техніко-економічні показники проекту: капітальні та експлуатаційні витрати, термін окупності проекту.	05.06.19
Охорона праці	Розробка інженерно-технічних заходів з охорони праці при експлуатації об'єкту.	10.06.19

Завдання видано

_____ (підпис керівника)

Рухлова Н.Ю.

_____ (прізвище, ініціали)

Дата видачі 20.04.2020

Дата подання до екзаменаційної комісії

Прийнято до виконання

_____ (підпис студента)

_____ (прізвище, ініціали)

Реферат

Пояснювальна записка: 80 с., 4 рис., 21 табл., 22 джерел.

Об'єкт розроблення: підстанція 150/10/6 кВ.

Мета дипломного проекту: розробка технічних рішень для підстанції в центральних районах області.

В дипломному проекті було спроектовано підстанцію 150/10/6. Було обрано сучасне обладнання від передових виробників.

У вступній частині описані мета, проблема та її рішення, для побудови підстанції.

В технічному розділі описані основні переваги елегазового обладнання, його особливості. Короткий опис шестифтористої сірки, переваги використання її в електротехнічному обладнанні.

В спеціальному розділі було проведено розрахунок та вибір основного обладнання підстанції.

В розділі охорони праці було викладено основні правила електробезпеки в електроустановках, а також приведені правила пожежної безпеки. Приведений розрахунок захисного заземлення.

В економічному розділі було розраховано капітальні витрати на спорудження підстанції, відрахування від капітальних витрат на експлуатацію підстанції та амортизаційні відрахування, річний фонд заробітної плати, вартість втрат електричної енергії.

ЗМІСТ

Вступ.....	6
1. Технологічний розділ	
1.1 Комплектний розподільчий пристрій в елегазовій ізоляції.....	7
1.2 Елегаз.....	13
2. Спеціальний розділ	
2.1 Визначення сумарної розрахункової потужності підстанції і вибір типу та потужності трансформаторів.....	19
2.2 Визначення величини розрахункових робочих струмів.....	22
2.3 Розрахунок струмів короткого замикання.....	25
2.4 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ.....	32
2.5 Розробка конструктивного виконання підстанції.....	34
2.6 Вибір апаратів відкритої і закритої частин розподільної підстанції	
2.6.1 Вибір вимикачів.....	36
2.6.2 Вибір роз'єднувачів/заземлювачів.....	39
2.6.3 Вибір запобіжників.....	40
2.6.4 Вибір трансформаторів струму.....	41
2.6.5 Вибір трансформаторів напруги.....	45
2.6.6 Вибір трансформаторів власних потреб.....	47
2.7 Розрахунок і вибір струмоведучих частин і ізоляторів	
2.7.1 Вибір шин і кабелів.....	48
2.7.2 Вибір ізоляторів шинних конструкцій.....	53
2.8. Вибір джерел оперативного струму.....	55
3. Економічний розділ	
3.1 Вступ до економічного розділу.....	57
3.2 Розрахунок капітальних витрат.....	57
3.3 Розрахунок річного фонду заробітної плати.....	59
3.4 Розрахунок експлуатаційних витрат.....	61
3.5 Економічні показники проекту.....	64
4. Охорона праці	

4.1 Електробезпека.....	66
4.2 Пожежна безпека.....	70
4.3 Розрахунок захисного заземлення.....	73
Висновок.....	77
Список літератури.....	78

ВСТУП

В дипломному проекті буде спроектована підстанція 150/10/6 кВ, потрібність цієї підстанції обґрунтовується наступним чином.

Спостерігався зріст споживання потужності в Чечелівському районі міста Дніпра, причиною цього є інтенсивні забудови в цьому районі, одною з яких є будівництво нової гілки метрополітену, від станції "Вокзальна" до станції "Музейна" . Також ця підстанція підвищить якість електричної енергії в Соборному та Шевченківському районах й забезпечить більш надійну роботу інших підстанцій які живлять дані райони.

Так як район густонаселений, в ньому не було достатньо площі для побудови традиційної підстанції. Звертаючи увагу на дану проблему було прийнято рішення про побудову підстанції закритого типу, замість традиційного відкритого розподільчого пристрою планується встановити комплектний розподільчий пристрій в елегазовій ізоляції. Сучасне обладнання дозволяє зменшити ізоляційні відстані між обладнанням підстанції, що в свою чергу зменшить площу підстанції. Як приклад площа яку займає підстанції "Узловая" складає 33 тисячі квадратних метра, ця площа дорівнює площі п'яти футбольних полів, а ця підстанція по попереднім даним повинна займати приблизно 3,5 тисячі квадратних метрів, ця площа дорівнює половині футбольного поля. По своїм розмірам вона приблизно в 10 разів менша за підстанцію "Узловая".

1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Комплектний розподільчий пристрій в елегазовій ізоляції

Застосовуватися газові герметичні компактні пристрої почалися в 1936 р, коли в США було продемонстровано перший фреоновий КРУ 33 кВ. Пізніше була відкрита шестифториста сірка (SF_6) - газ, який володіє чудовими ізоляційними і дугогасними властивостями. Перші КРПЕ з'явилися на ринку в середині 60-х років.

Конструктивно КРУ з елегазової ізоляцією (КРПЕ) представляють собою герметичний бак з нержавіючої сталі, в який на весь термін служби устаткування, закачаний елегаз (SF_6) під невеликим надлишковим тиском. Завдяки елегазової ізоляції відстані між фазами і корпусом істотно зменшені.

КРПЕ на напругу 110-800 кВ виготовляються у вигляді модулів, всередині яких розміщуються стаціонарні електричних елементи - вакуумні або елегазові вимикачі, роз'єднувачі, заземлювачі, трансформатори струму та напруги, збірні шини.

КРПЕ на напругу 6-35 кВ виготовляються у вигляді окремих шаф різного функціонального призначення (аналогічно КРУ з повітряною ізоляцією) або у вигляді моноблоків на кілька приєднань з стаціонарно розміщеними всередині вимикачами, роз'єднувачами, заземлювачами і збірними шинами.

На рисунку.1 зображена осередок КРПЕ 110 кВ із стаціонарних електричних елементів - елегазового вимикача, роз'єднувачів, заземлювачів, ТС і ТН, збірних шин, поміщених в герметизовані заземлені металеві оболонки, заповнені елегазом.

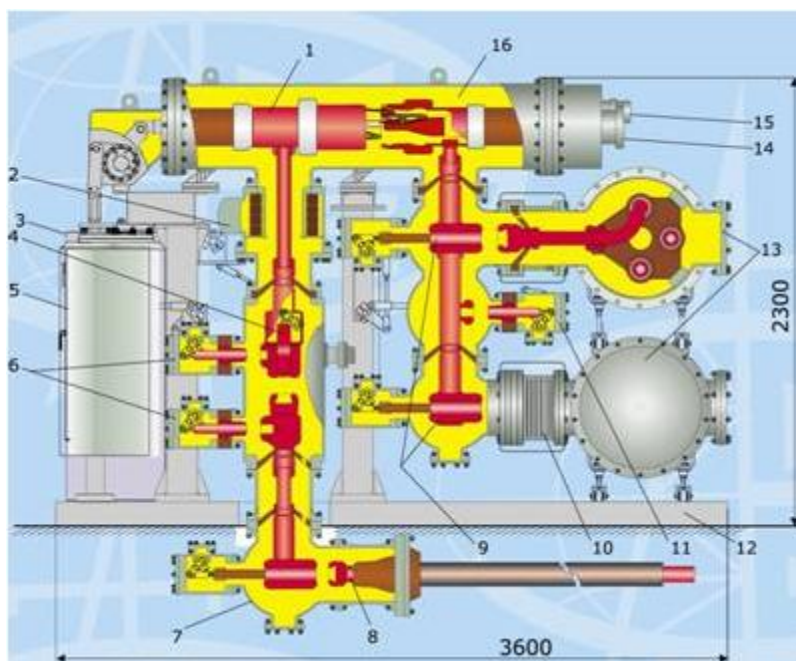
Осередки на номінальну напругу 110 - 220 кВ мають трьохполюсну або пополюсное управління, а осередки на 500-800 кВ - тільки пополюсное управління.

Оболонки окремих елементів з'єднують між собою за допомогою фланців з ущільненнями з синтетичного каучуку, етиленпропілена і інших матеріалів. Внутрішні обсяги оболонок деяких елементів повідомляються між собою. В

цілому елегазові розподільчі пристрої секціонованими по газу. Кожна секція має свою контрольно-вимірювальну апаратуру

Значення тиску елегазу в КРПЕ вибирають з урахуванням створення необхідної електричної міцності. Так, для апаратів напругою 110 кВ при температурі 20 ° С необхідний рівень електричної міцності в найбільш слабких місцях забезпечується при абсолютному тиску 0,25 МПа. В секціях вимикачів елегаз зазвичай знаходиться під великим тиском, ніж в інших секціях. В експлуатації секції заповнюють елегазом під тиском до 10% від номінального. Витоки газу становлять менше 5% на рік. Тиск в секціях контролюють за показаннями манометрів або плотномеров при значних коливаннях температури навколишнього середовища.

Елегаз хороший діелектрик застосовується так само як середовище для гасіння дуги на всіх рівнях напруги. Вакуум застосовується для гасіння дуги на напрузі до 110 кВ - на сьогодні це найекономічніший спосіб гасіння дуги для силових вимикачів середньої напруги.



- 1 - вимикач; 2 - трансформатор струму; 3 - шафа апаратна;
 4 - роз'єднувач лінійний; 5 - гідропривід; 6 - заземлювач лінійний;
 7 - роз'єднувач кабельного вводу; 8 - кабельний вивід; 9 - роз'єднувачі шинні; 10 - компенсатор сильфонний; 11 - заземлювач шинний;

12 - рама; 13 - збірні трифазні шини; 14 - мембранна; 15 - датчик щільності елегазу; 16 - елегаз.

Рисунок 1 - КРПЕ на напругу 110-800 кВ

Помилкові операції в КРПЕ, як правило, виключені завдяки застосуванню електричних і механічних блокувань. Його безпека забезпечується завдяки повного виключення доступу оперативного персоналу до струмоведучих частин, високої стійкості до внутрішньої дуги і герметичності сталевих корпусу, що має ступінь захисту IP67. Положення комутаційних апаратів перевіряють за вказівниками положення, механічно пов'язаних з рухомими системами апаратів. Передбачені також сигналізаційні лампи і можливість спостереження за становищем рухомих контактів через оглядові вікна.

Комплектний розподільний пристрій (КРП) - розподільний пристрій, зібране з типових уніфікованих блоків (осередків) високого ступеня готовності, зібраних в заводських умовах.

Розподільний пристрій містить набір комутаційних апаратів, збірні і з'єднувальні шини, допоміжні пристрої релейного захисту і автоматики, і засоби обліку і вимірювання.

На напрузі до 35 кВ осередки виготовляють у вигляді шаф, що з'єднуються бічними стінками в загальний ряд.

У таких шафах елементи з напругою до 1 кВ виконують проводами в твердій ізоляції, а елементи від 1 до 35 кВ - провідниками з повітряною ізоляцією.

Для напруг вище 35 кВ повітряна ізоляція не може бути застосована, тому елементи, що знаходяться під високою напругою поміщають в герметичні камери, заповнені елегазом.

Осередки з елегазовими камерами мають складну конструкцію, зовні схожу на мережу трубопроводів.

Комплектні розподільчі пристрої можуть використовуватися як для внутрішньої, так і для зовнішньої установки (в цьому випадку їх називають

КРПЗ). КРП широко застосовуються в тих випадках, де необхідно компактне розміщення розподільного пристрою.

Зокрема, КРП застосовують на електричних станціях, міських підстанціях, для живлення об'єктів нафтової промисловості (нафтопроводи, бурові установки), в схемах енергоспоживання судів.

Серед шаф КРП, окремо виділяють камери збірні одностороннього обслуговування (КСО). Одностороннє обслуговування дозволяє ставити КСВ безпосередньо до стіни або задніми стінками один до одного, що дозволяє економити місце (важливо в умовах високої щільності міської забудови).

Як правило, шафа КРП розділена на 4 основних відсіки: 3 високовольтних - кабельний відсік (введення або лінії), відсік вимикача і відсік збірних шин і 1 низьковольтний - релейний шафа.

У релейному відсіку розташовується низьковольтне устаткування: пристрої РЗіА, перемикачі, рубильники.

На двері релейної відсіку, як правило, розташовуються світлосигнальна апаратура, пристрої обліку і вимірювання електроенергії, елементи управління осередком.

У відсіку вимикача розташовується силовий вимикач або інше високовольтне обладнання (роз'єднувальні контакти, запобіжники, ТН).

Застосування КРПЕ дозволяє значно зменшити площі і обсяги, займані РП і забезпечити можливість більш легкого розширення КРПЕ в порівнянні з традиційними РП.

Інші переваги КРПЕ:

- багатофункціональність - в одному корпусі поєднані збірні шини, вимикач, роз'єднувачі з заземлювальними роз'єднувачами, трансформатори струму, що знижує розміри і збільшує надійність;
- вибухо- і пожежна безпека;
- надійність і стійкість до впливу зовнішнього середовища, в сейсмічно активних районів і зон з підвищеною забрудненістю;
- відсутність електричних і магнітних полів;

- безпеку та зручність експлуатації, простота монтажу і демонтажу.

Осередки КРПЕ виконуються в 3-фазному виконанні і складаються з окремих елементів, укладених в герметичну металеву оболонку циліндричної або кульової форми, заповненої елегазом або сумішшю азоту з елегазом.

З'єднання оболонок елементів забезпечують фланці і патрубки, контакти і ущільнення.

Осередки КРПЕ, окремі модулі і елементи допускають можливість компоновки розподільних пристроїв 110 кВ по будь-яких схемах. Залежно від застосовуваної схеми розподільний пристрій може складатися з 1 і більше осередків.

За функціональним призначенням осередку КРПЕ можуть бути лінійні, шино з'єднувальні, трансформаторів напруги та секційні, з 1 або 2 системами збірних шин.

Осередки, окремі модулі і елементи допускають можливість компоновки КРПЕ по різним електричним схемами.

Осередки складаються з 3 полюсів, шаф і збірних шин.

У шафах розміщена апаратура ланцюгів сигналізації, блокування, дистанційного електричного управління, контролю тиску елегазу і подачі його в осередок, харчування приводів стисненим повітрям.

Осередки на номінальну напругу 110-220 кВ мають 3-полюсний або пополюсне управління, а осередки на 500 кВ - тільки пополюсне управління.

В полюс осередки входять:

- комутаційні апарати: вимикачі, роз'єднувачі, заземлювачі;
- вимірювальні трансформатори струму і напруги;
- з'єднувальні елементи: збірні шини, кабельні вводи (масло-елегаз), прохідні вводи (повітря-елегаз), елегазові струмопроводи і ін.

Різні елементи осередків по конструкції, умов експлуатації, монтажу, ремонту газової схеми можуть бути об'єднані в відсіки, а за умовами транспортування - в транспортні блоки.

Осередки або їх транспортні блоки заповнені елегазом або азотом при невеликому надлишковому тиску.

КРПЕ забезпечуються допоміжним обладнанням і пристроями, що забезпечують їх нормальне обслуговування.

- - У відсіку збірних шин розташовуються силові шини, що з'єднують шафи секції РУ.
- - Відсік введення служить для розміщення кабельної оброблення, вимірювальних трансформаторів струму, трансформаторів напруги, гострої ниркової недостатності.

Застосування КРПЕ дозволяє значно зменшити площі і обсяги, займані РП і забезпечити можливість більш легкого розширення КРПЕ в порівнянні з традиційними РП.

Розподільний пристрій (РП) - електроустановка, що служить для прийому і розподілу електричної енергії. Розподільний пристрій містить набір комутаційних апаратів, збірні і з'єднувальні шини, допоміжні пристрої РЗіА і засоби обліку і вимірювання.

Комплектні розподільчі пристрої можуть використовуватися як для внутрішньої, так і для зовнішньої установки (в цьому випадку їх називають КРПЗ). КРПЕ широко застосовуються в тих випадках, де необхідно компактне розміщення розподільного пристрою. Зокрема, КРП застосовують на електричних станціях, міських підстанціях, для живлення об'єктів нафтової промисловості (нафтопроводи, бурові установки), в схемах енергоспоживання судів.

Якщо основне обладнання КРП укладено в оболонку, заповнену елегазом, то РП скорочено позначають КРПЕ.

КРП, у якого можливо тільки одностороннє обслуговування, називається камерою збірної одностороннього обслуговування (КЗО).

Для того щоб погасити електричну дугу дуже часто використовують безліч різних газових сумішей. За таким принципом працює обладнання, заповнене елегазом, яке застосовують для робіт в аварійній ситуації.

Щоб обладнання працювало без перебоїв, необхідно забезпечити комфортні умови. Припустимо, для функціонування елегазових пристроїв при -40° необхідний тиск не більше 0,4 МПа і щільність менше 0,03 г / см³. На практиці при необхідності газ підігрівають, що перешкоджає переходу в рідку фазу.

1.2 ЕЛЕГАЗ

Гексафторид сірки (також елегаз або шестифториста сірка, SF₆) - важкий газ, при нормальних умовах в 6 разів важчий за повітря, практично безбарвний. Володіє електроізолюючими властивостями, високою напругою пробою, при цьому практично інертний - інертність вище ніж у азоту і трохи не дотягує до інертності гелію, при цьому набагато дешевше (340-1100 руб. / Кг при щільності 1,04 кг / л)

Використовується в якості:

- діелектрика в електротехнічній промисловості, а саме для наповнення контактних камер високовольтних вимикачів,
- технологічного середовища в електронній та металургійної промисловості,
- в системах газового пожежогасіння в якості речовини для пожежогасіння,
- як холодоагент завдяки високій теплоємності, низькій теплопровідності і низькій в'язкості,
- для зміни тембру голосових зв'язок (ефект зниженою тональності голосу), по аналогії з гелієм.

Як діелектрик елегаз використовується в електротехнічній промисловості під час виробництва електричних машин і апаратів. Але, у елегазу є істотний недолік у вигляді втрати своїх діелектричних здібностей під час підвищення робочих температур. Тому до обладнання, в якому як діелектрик використовується елегаз, існують певні вимоги, що стосуються температурних режимів роботи.

Метали, які застосовуються в обладнанні з елегазовим діелектриком - не вступають в реакцію з елегазом, який не проявляє активності по відношенню до них (металам). Елегаз успішно застосовується для пожежогашіння і як холодоагент в холодильній промисловості.

Основні місця застосування в електрообладнанні:

- будь-яке обладнання, призначене для виробництва, перетворення, передачі, розподілу чи споживання електричної енергії, наприклад трансформатори, апарати, вимірювальні прилади, пристрої захисту, кабельна продукція, побутові електроприлади;
- сукупність електричних пристроїв, об'єднаних спільними ознаками.

Ознаками об'єднання в залежності від завдань можуть бути: призначення (наприклад, технологічні), умови застосування (наприклад, в тропіках), приналежність об'єкту (наприклад, верстата).

Технічне обслуговування та ремонт: Сукупність технічних і адміністративних заходів, включаючи оперативно-диспетчерські, з підтримання або відновлення працездатності обладнання в процесі експлуатації, в тому числі його випробування, наладка та регулювання, що припускає утримання та відновлення пристрою, підтримка його в стані, в якому воно здатне виконувати необхідні функції.

Фізичні характеристики:

- діелектричний матеріал: Електротехнічний матеріал, що володіє великим питомим електричним опором (низькою електропровідністю) і здатністю поляризуватися, який використовується для поділу струмопровідних частин з різними електричними потенціалами.
- ізолюючий газ: Газ з дуже низькою електропровідністю, який використовується для поділу провідних частин з різними електричними потенціалами.
- електрод: Провідна деталь, що виконує функції провідника між елементами різної провідності.

- резервуар (ємність): Стаціонарний посудину (контейнер), призначена для зберігання газоподібних, рідких та інших речовин.

Екологічні характеристики:

- елегаз: "Електричний газ" (шестифториста сірка), який використовується в апаратах високої напруги для ізоляції та гасіння дуги і ніколи раніше не використовувався.
- використовуваний елегаз: "Електричний газ" (шестифториста сірка), який використовується в апаратах високої напруги для ізоляції та гасіння дуги, що знаходиться в електрообладнанні.
- рециркуляція: Послідовність операцій заміни або очищення газу з метою повернення до первісного стану в циклічному процесі.
- регенерація: відновлення властивостей до початкового стану або до рівнів, зазначених в цьому стандарті.
- твердий адсорбент: Тверді речовини, які можуть бути використані для адсорбції сторонніх домішок.
- регенератор: Пристрій для очистки газу, який використовується з метою його повторного використання за місцем експлуатації.
- повторне використання: Використання відновленого газу для заповнення вводиться знову або чинного електроустаткування.
- відновлений газ: Газ, оброблений в регенераторі.
- витяг: Переміщення газу з електрообладнання в регенератор або резервуар для зберігання.
- остаточна утилізація.

Вид роботи по забезпеченню ресурсозбереження, при якій здійснюється переробка та / або вторинне використання за іншим призначенням, або знищення шляхом, допустимим екологічними вимогами.

Висока електрична міцність елегазу дозволяє скоротити ізоляційні відстані при невеликому робочому тиску газу, в результаті цього зменшується маса і габарити електротехнічного обладнання. Це, в свою чергу, дає

можливість зменшити габарити осередків КРПЕ, що дуже важливо, наприклад, для умов півночі, де кожен кубічний метр приміщення коштує дуже дорого.

Застосування елегазу дозволяє при інших рівних умовах збільшити струмове навантаження на 25% і допустиму температуру мідних контактів до 90°C (у повітряному середовищі 75°C) завдяки хімічній стійкості, негорючості, пожежної безпеки і більшій охолоджуючій здатності елегазу.

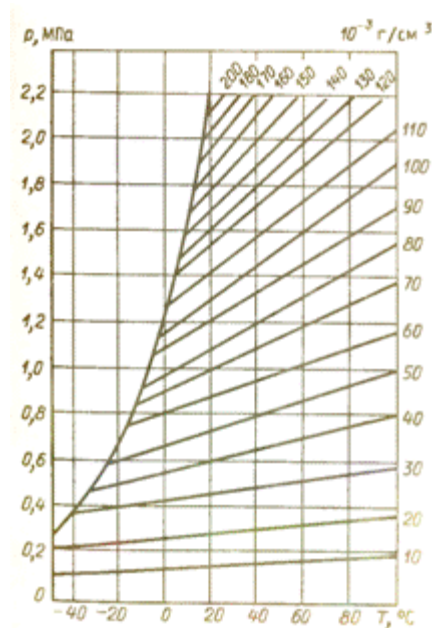


Рисунок 2 - Діаграма стану елегазу в залежності від температури

Недоліком елегазу є перехід його в рідкий стан при порівняно високих температурах, що визначає додаткові вимоги до температурного режиму елегазового обладнання в експлуатації.

Для роботи елегазового обладнання при мінусовій температурі мінус 40°C необхідно, щоб тиск елегазу в апаратах не перевищувало 0,4 МПа при щільності не більше $0,03\text{ г/см}^3$.

При підвищенні тиску елегаз зріджуватиметься при більш високій температурі. тому для підвищення надійності роботи електрообладнання при температурах приблизно мінус 40°C його слід підігрівати (наприклад, бак елегазового вимикача, щоб уникнути переходу елегазу в рідкий стан нагрівають до плюс 12°C).

Дугогасна здатність елегазу при інших рівних умовах в кілька разів більше, ніж повітря. Це пояснюється складом плазми і температурної залежністю теплоємності, тепло- і електропровідності.

У стані плазми молекули елегазу розпадаються. При температурах порядку 2000 К теплоємність елегазу різко збільшується внаслідок дисоціації молекул. Тому теплопровідність плазми в області температур 2000 - 3000 К значно вище (на два порядки), ніж повітря. При температурах порядку 4000 К дисоціація молекул зменшується.

У той же час утворюється в дузі елегазу атомарна сірка з низьким потенціалом іонізації сприяє такій концентрації електронів, яка виявляється достатньою для підтримки дуги навіть при температурах близько 3000 К. При подальшому зростанні температури теплопровідність плазми падає, досягаючи теплопровідності повітря, а потім знову збільшується. Такі процеси зменшують напругу і опір палаючої дуги в елегасі на 20 - 30% в порівнянні з дугою в повітрі аж до температур порядку 12 000 - 8000 К. При подальшому зниженні температури плазми (до 7000 К і нижче) концентрація електронів в ній зменшується, внаслідок електрична провідність плазми падає.

При температурах 6000 К сильно зменшується ступінь іонізації атомарної сірки, посилюється механізм захоплення електронів вільним фтором, нижчими фторидами і молекулами елегазу.

При температурах порядку 4000 К дисоціація молекул закінчується і починається рекомбінація молекул, щільність електронів ще більше зменшується, так як атомарна сірка хімічно з'єднується з фтором. У цій області температур теплопровідність плазми ще значна, йде охолодження дуги, цьому сприяє також видалення вільних електронів з плазми за рахунок захоплення їх молекулами елегазу і атомарним фтором. Електрична міцність проміжку поступово збільшується і в кінцевому рахунку відновлюється.

Особливість гасіння дуги в елегасі полягає в тому, що при струмі, близькому до нульового значення, тонкий стрижень дуги ще підтримується і обривається в останній момент переходу струму через нуль. До того ж після

проходу струму через нуль залишковий стовп дуги в елегазі інтенсивно охолоджується, в тому числі за рахунок ще більшого збільшення теплоємності плазми при температурах близько 2000 К, і електрична міцність швидко збільшується.

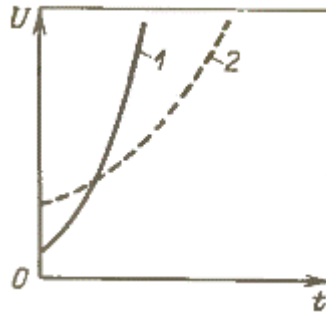


Рисунок 3 - Наростання електричної міцності елегазу (1) і повітря (2)

Така стабільність горіння дуги в елегазі до мінімальних значень струму при відносно низьких температурах призводить до відсутності зрізів струму і великих перенапруг при гасінні дуги.

В повітрі електрична міцність проміжку в момент проходження струму дуги через нуль більше, але через велику постійної часу дуги у повітря швидкість наростання електричної міцності після проходження значення струму через нуль менше.

У елегазових вимикачах роль дугогасного середовища виконує елегаз (гексафторид сірки SF_6). Цей газ не становить загрози екології, хімічно активний, знаходиться під тиском 0,6 МПа. На відміну від масла він пожежобезпечний, також добре проводить тепло і загалом не потребує догляду. Елегазові дугогасильні пристрої володіють невеликими габаритами, а також прості конструктивно. Застосовуються в мережах з напругою 6-220 кВт.

2 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

2.1 Визначення сумарної розрахункової потужності підстанції і вибір типу та потужності трансформаторів

В дипломному проекті при визначенні розрахункових навантажень для споживачів з тривалим режимом роботи доцільно застосовувати найбільш простий метод розрахунку максимальних значень навантажень – метод коефіцієнта попиту.

Порядок визначення максимальних значень розрахункових величин.

1. Навантаження трансформаторів $P_{м.т..}$ і $Q_{м.т..}$ з урахуванням коефіцієнта завантаження в нормальному режимі, МВт та МВар:

$$P_{м.т..} = K_3 * n_m * S_m * \cos\varphi \quad (2.1)$$

$$P_{м.т..} = 0.7 * 3 * 1.6 * 0.9 = 3 \text{ МВт}$$

$$Q_{м.т..} = P_{м.т..} * \operatorname{tg}\varphi \quad (2.2)$$

$$Q_{м.т..} = 3 * 0.484 = 1.45 \text{ МВар}$$

де K_3 - коефіцієнт завантаження трансформаторів;

n_m - кількість трансформаторів підключених до однієї секції шин;

S_m - номінальна потужність трансформаторів з первинною напругою 6 або 10 кВ;

$\cos\varphi$ - коефіцієнт потужності трансформаторних навантажень.

2. Активна $P_{м..сд.}$ та реактивна $Q_{м..сд.}$ потужності, які споживаються синхронними електродвигунами СД, визначаються за формулами (3), (4), МВт та МВар:

$$P_{м..сд.} = K_n * n_{сд} * P_{сд} \quad (2.3)$$

$$P_{м..сд.} = 0,8 * 4 * 1,25 = 4 \text{ МВт}$$

$$Q_{м..сд.} = P_{м..сд.} * \operatorname{tg} \varphi_{сд} \quad (2.4)$$

$$Q_{м..сд.} = 4 * 0,484 = 1,94 \text{ МВар}$$

де K_n - коефіцієнт попиту;

$\cos \varphi_{сд}$ - коефіцієнт потужності.

Аналогічно визначаються $P_{м..ад.}$ і $Q_{м..ад.}$

$$P_{м..ад.} = 0,7 * 2 * 0,5 = 0,7 \text{ МВт}$$

$$Q_{м..ад.} = 0,7 * 0,75 = 0,525 \text{ МВар}$$

3. Навантаження споживачів:

$$P_{м..сн.} = n_{сн} * S_{сн} * \cos \varphi_{сн} \quad (2.5)$$

$$P_{м..сн.} = 2 * 3 * 0,9 = 5,4 \text{ МВт}$$

$$Q_{м..сн.} = P_{м..сн.} * \operatorname{tg} \varphi_{сн} \quad (2.6)$$

$$Q_{м..сн.} = 5,4 * 0,484 = 2,6 \text{ МВар}$$

4. Сумарна розрахункова потужність підстанції, МВА:

$$S_M = n_c * \sqrt{(P_{м.т} + P_{м.сн} + P_{м.ад} + P_{м.сд})^2 + (Q_{м.т} + Q_{м.сн} + Q_{м.ад} - Q_{м.сд})^2} \quad (2.7)$$

$$S_M = 4 * \sqrt{(3 + 4 + 0,7 + 5,4)^2 + (1,45 - 1,94 + 0,525 + 2,6)^2} = 53,5 \text{ МВА}$$

де n_c - число секцій РП 6-10 кВ.

Вибір потужності трансформаторів виконується, виходячи з повної розрахункової потужності об'єкта добового графіка навантажень і показників, які характеризують сезонні зміни навантажень, а також в залежності від кліматичних умов. Трансформатори ГПП і ПГВ, як правило, вибирають так, щоб при виході з роботи одного, інший забезпечив би роботу підприємства на час заміни трансформатора з урахуванням можливого зменшення навантажень і з використанням допустимого перевантаження трансформатора. Вибір потужності трансформаторів необхідно виконувати відповідно до ГОСТ 14209-85. На двотрансформаторних ГПП і ПГВ при відсутності резервування по мережам вторинної напруги потужність кожного трансформатора вибирають рівною 0,65-0,7 сумарного розрахункового навантаження.

Вибір потужності трансформаторів виконується за умовою:

$$S_{nm} \geq \frac{S_{m..авар}}{n_m * K_{2ав}}, \quad (2.8)$$

$$40 \geq \frac{53.5}{2 * 1.4} = 19,1 \text{ МВА}$$

Де $S_{m..авар}$ – максимальне навантаження в аварійному режимі, яке визначається за розрахунковим навантаженням S_m з урахуванням допустимого зменшення (відключення споживачів III категорії);

$K_{2ав}$ – найбільший коефіцієнт перевантаження в аварійному режимі;

n_m - кількість трансформаторів.

У дипломному проекті при відсутності відповідного добового графіка навантажень підприємства і значення еквівалентної температури охолоджуючого повітря допустиме аварійне перевантаження трансформатора слід прийняти $K_{2ав} = 1.4$.

Приймаємо до експлуатації трансформатор трифазний трбмоточний ТДТН 40000/150.

2.2 Визначення величини розрахункових робочих струмів

Для вибору електричних апаратів КРПЕ і ЗРП, а також вибору перетину шин і кабелів необхідне визначення відповідних розрахункових струмів нормального і форсованого режимів роботи електроустановок.

1. Розрахунковий робочий струм I_{pn} ліній вводу в нормальному режимі, А:

$$I_{pn(1,2,3)} = \frac{0.7 * S_{nt}}{n_g * \sqrt{3} * U_{n(1,2)}} \quad (2.9)$$

$$I_{pn(1)} = \frac{0.7 * 40000}{1 * \sqrt{3} * 150} = 86.2 \text{ А}$$

$$I_{pn(2)} = \frac{0.7 * 40000}{2 * \sqrt{3} * 10} = 647 \text{ А}$$

$$I_{pn(3)} = \frac{0.7 * 40000}{2 * \sqrt{3} * 6} = 1347 \text{ А}$$

де n_g - число вводів;

$U_{n(1,2)}$ - відповідне значення напруги на високій стороні і збірних шинах ЗРП.

2. Розрахунковий робочий струм вводу в після аварійному (форсованому) режимі (при вимкненні одного з вводів):

3.

$$I_{p.\phi.(1,2)} = 2 * I_{p.n.(1,2)} \leq \frac{1.4 * S_{nt}}{n_g * \sqrt{3} * U_{n.(1,2)}} \quad (2.10)$$

$$I_{p.\phi.(1)} = 2 * 86.2 \leq \frac{1.4 * 40000}{1 * \sqrt{3} * 150} = 172.4 = 172.4 \text{ A}$$

$$I_{p.\phi.(2)} = 2 * 647 \leq \frac{1.4 * 40000}{2 * \sqrt{3} * 10} = 1294 = 1294 \text{ A}$$

$$I_{p.\phi.(3)} = 2 * 1347 \leq \frac{1.4 * 40000}{2 * \sqrt{3} * 6} = 2694 = 2694 \text{ A}$$

4. Розрахунковий робочий струм секційного вимикача дорівнює робочому струму секції $I_{p.n.}$

5. Розрахункові струми споживачів, приєднаних до шин ЗРП, А:

а) приєднання цехового трансформатора:

$$I_{p.n.m} = \frac{K_3 * S_{HT}}{\sqrt{3} * U_n}, \quad (2.11)$$

$$I_{p.n.m} = \frac{0.7 * 1600}{\sqrt{3} * 10} = 65 \text{ A}$$

$$I_{p.n.m} = \frac{0.7 * 1600}{\sqrt{3} * 6} = 108 \text{ A}$$

$$I_{p.\phi.m} = \frac{1.4 * S_{HT}}{\sqrt{3} * U_n}, \quad (2.12)$$

$$I_{p.\phi.m} = \frac{1.4 * 1600}{\sqrt{3} * 10} = 130 \text{ A}$$

$$I_{p.\phi.m} = \frac{1.4 * 1600}{\sqrt{3} * 6} = 215 \text{ A}$$

б) приєднання синхронного (асинхронного) електродвигуна:

$$I_{p.n.} = \frac{P_H}{\sqrt{3} * U_n * \cos \varphi}, \quad (2.13)$$

$$I_{p.n.cd} = \frac{1250}{\sqrt{3} * 10 * 0.9} = 80.2 \text{ A}$$

$$I_{p.n.ad} = \frac{500}{\sqrt{3} * 10 * 0.8} = 36,1 \text{ A}$$

$$I_{p.n.cd} = \frac{1250}{\sqrt{3} * 6 * 0.9} = 133,7 \text{ A}$$

$$I_{p.n.ad} = \frac{500}{\sqrt{3} * 6 * 0.8} = 60,1 \text{ A}$$

$$I_{p.\phi.} = 1.05 * I_{p.n.}, \quad (2.14)$$

$$I_{p.\phi.cd} = 1.05 * 80,2 = 84,2 \text{ A}$$

$$I_{p.\phi.ad} = 1.05 * 36,1 = 37,9 \text{ A}$$

$$I_{p.\phi.cd} = 1.05 * 133,7 = 140,3 \text{ A}$$

$$I_{p.\phi.ad} = 1.05 * 60,1 = 63,1 \text{ A}$$

в) приєднання стороннього споживача

$$I_{p.\phi.cn} = \frac{S_{cn}}{\sqrt{3} * U_n}, \quad (2.15)$$

$$I_{p.\phi.cn} = \frac{3000}{\sqrt{3} * 10} = 173,2 \text{ A}$$

$$I_{p.\phi.cn} = \frac{3000}{\sqrt{3} * 6} = 289 \text{ A}$$

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів КЗ на стороні 150кВ

Базовий струм на ступені КЗ, кА:

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} * U_{б1}}, \quad (2.16)$$

де $S_б$ – базова потужність, МВА;

$U_{б1}$ – середня номінальна напруга.

$$I_{б1} = \frac{2000}{\sqrt{3} * 150} = 7,7 \text{ кА}$$

Опір системи, в.о.:

$$x_{*(б)с} = \frac{S_б}{S_к}, \quad (2.17)$$

де $S_к$ – потужність КЗ на шинах підстанції, МВА.

$$x_{*(б)с} = \frac{2000}{2000} = 1 \text{ Ом}$$

Струм КЗ від системи (періодична складова):

$$I_{п,t=0,ас} = \frac{I_{б.вн}}{x_{*(б)с}}, \quad (2.18)$$

$$I_{п,t=0,as} = \frac{7,7}{1} = 7,7 \text{ кА}$$

Ударний струм КЗ (найбільший пік):

$$i_{y.1} = k_y * \sqrt{2} * I_{п,t=0,as} \quad (2.19)$$

де k_y – ударний коефіцієнт.

$$i_{y.1} = 1.66 * \sqrt{2} * 7.7 = 18.1 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму КЗ у момент часу τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} * I_{п,t=0.01} * \exp\left(-\tau/T_a\right), \quad (2.20)$$

де τ – найменший час від початку КЗ до моменту розходження контактів вимикача, с.

$$\tau = t_{г.г} + t_{рз.min} \quad (2.21)$$

$$\tau = 0.06 + 0.01 = 0.07$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} * 7.7 * \exp\left(-0.07/0.03\right) = 1.056 \text{ А}$$

Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 10кВ

Опір трансформатора:

$$X_{*(6)1} = 0,125 * \frac{u_K}{100} * \frac{S_6}{S_{HT}}, \quad (2.22)$$

$$X_{*(6)2} = 1,75 * \frac{u_K}{100} * \frac{S_6}{S_{HT}}, \quad (2.23)$$

$$X_{*(6)T} = X_{*(6)1} + X_{*(6)2} . \quad (2.24)$$

$$X_{*(6)1} = 0,125 * \frac{10.5}{100} * \frac{2000}{32} = 0.82 \text{ Ом}$$

$$X_{*(6)2} = 1,75 * \frac{10.5}{100} * \frac{2000}{32} = 11.5 \text{ Ом}$$

$$X_{*(6)T} = 0.82 + 11.5 = 12.32 \text{ Ом}$$

Сумарний опір до точки КЗ:

$$X_{*(6)рез} = X_{*(6)с} + X_{*(6)T} , \quad (2.25)$$

$$X_{*(6)рез} = 1 + 12.32 = 13.32 \text{ Ом}$$

Періодична складова струму КЗ від системи:

$$I_{n,t=0,as}^{(3)} = \frac{E_{*(6)} * I_{62}}{X_{*(6)рез}} , \quad (2.26)$$

де I_{62} – базовий струм КЗ, визначений за формулою:

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_{62}} , \quad (2.27)$$

$$I_{62} = \frac{2000}{\sqrt{3} * 10} = 115.5 \text{ А}$$

$$I_{n,t=0,as}^{(3)} = \frac{1 * 115.5}{13.32} = 8.7 \text{ А}$$

Аперіодична складова струму КЗ у момент часу τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} * I_{n,t=0,as} * \exp\left(-\frac{\tau}{T_a}\right) \quad (2.28)$$

$$i_{at} = \sqrt{2} * 8.7 * \exp\left(-\frac{0.07}{0.07}\right) = 4.53$$

Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 6кВ

Опір трансформатора:

$$X_{*(6)1} = 0,125 * \frac{u_K}{100} * \frac{S_6}{S_{HT}}, \quad (2.29)$$

$$X_{*(6)2} = 1,75 * \frac{u_K}{100} * \frac{S_6}{S_{HT}}, \quad (2.30)$$

$$X_{*(6)T} = X_{*(6)1} + X_{*(6)2}, \quad (2.31)$$

$$X_{*(6)1} = 0,125 * \frac{6,3}{100} * \frac{2000}{32} = 0.49 \text{ Ом}$$

$$X_{*(6)2} = 1,75 * \frac{6,3}{100} * \frac{2000}{32} = 6,89 \text{ Ом}$$

$$X_{*(6)T} = 0.49 + 6,89 = 7,38 \text{ Ом}$$

Сумарний опір до точки КЗ:

$$X_{*(6)рез} = X_{*(6)с} + X_{*(6)T}, \quad (2.32)$$

$$X_{*(6)рез} = 1 + 7,38 = 8,38 \text{ Ом}$$

Періодична складова струму КЗ від системи:

$$I_{n,t=0,as}^{(3)} = \frac{E_{*(6)} * I_{62}}{X_{*(6)рез}} \quad (2.33)$$

де I_{62} – базовий струм КЗ, визначений за формулою:

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_{62}}, \quad (34)$$

$$I_{62} = \frac{2000}{\sqrt{3} * 6} = 192,45 \text{ A}$$

$$I_{n,t=0,as}^{(3)} = \frac{1 * 192,45}{8,38} = 22,96 \text{ A}$$

Аперіодична складова струму КЗ у момент часу τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} * I_{n,t=0,as} * \exp\left(-\frac{\tau}{T_a}\right), \quad (2.35)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} * 22,96 * \exp\left(-\frac{0.07}{0.07}\right) = 11,9 \text{ A}$$

Розрахункові струми КЗ від електродвигунів

Початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ від двигунів без розрахунку зовнішнього опору (якщо двигун підключені до місця КЗ кабельними лініями довжиною не більше 300м та перерізом не менше 50-70мм²), А:

а) для асинхронних двигунів:

$$I_{n,t=0,АД}^{(3)} = n_{АД} * I_{*(ном)пуск} * I_{р.н.АД}, \quad (2.36)$$

де $I_{*(ном)пуск}$ – струм у відносних одиницях за каталожними даними;

$$I_{n,t=0,АД}^{(3)} = 2 * 5 * 36.1 = 361 \text{ A}$$

б) для синхронних електродвигунів:

$$I_{n,t=0,СД}^{(3)} = n_{СД} * E_{*(ном)СД} * I_{р.н.СД} / x_{*(ном)СД}^{ll}, \quad (2.37)$$

де $E_{*(ном)СД}$ – над перехідна ЕРС двигуна; приймається = 1.1;

$X''_{*(\text{ном})\text{CD}}$ – над перехідний опір двигуна, який знаходиться за каталожними даними.

$$I_{n,t=0,\text{CD}}^{(3)} = 4 * 1.1 * \frac{80.2}{0.18} = 1960.4$$

Початкове значення періодичної складової струму, створюваного всіма джерелами у місці КЗ. кА:

$$I_{n,t=0,\Sigma}^{(3)} = I_{n,t=0,as}^{(3)} + I_{n,t=0,\text{AD}}^{(3)} + I_{n,t=0,\text{CD}}^{(3)}, \quad (2.38)$$

$$I_{n,t=0,\Sigma}^{(3)} = 8.7 + (0.36 + 1.96) * 2 = 13,34 \text{ A}$$

Складова струму КЗ, створювана асинхронними двигунами у момент часу t :

$$I_{n,t,\text{AD}}^{(3)} = \gamma_{t,\text{AD}} * I_{n,t=0,\text{AD}}^{(3)}, \quad (2.39)$$

$$I_{n,t,\text{AD}}^{(3)} = 0.32 * 0.36 = 0.115 \text{ A}$$

Складова струму КЗ, створювана синхронними двигунами у момент часу t :

$$I_{n,t,\text{CD}}^{(3)} = \gamma_{t,\text{CD}} * I_{n,t=0,\text{CD}}^{(3)}, \quad (2.40)$$

$$I_{n,t,\text{CD}}^{(3)} = 0.7 * 1.96 = 1.372 \text{ A}$$

Значення періодичної складової струму КЗ від усіх джерел у місці КЗ:

$$I_{n,t,\Sigma}^{(3)} = I_{n,t,as}^{(3)} + I_{n,t,\text{AD}}^{(3)} + I_{n,t,\text{CD}}^{(3)}, \quad (2.41)$$

$$I_{n,t,\Sigma}^{(3)} = 8.7 + (0.115 + 1.372) * 2 = 11,7 \text{ A}$$

Значення аперіодичної складової струму у місці КЗ для довільного моменту часу t :

$$i_{a,t,\Sigma} = \sqrt{2} * \left[I_{n,t=0,as}^{(3)} * \exp\left(-\frac{t}{T_a}\right) + I_{n,t=0,AD}^{(3)} * \exp\left(-\frac{t}{T_{a,AD}}\right) + I_{n,t=0,CD}^{(3)} * \exp(-tT_{a,CD}), \right. \quad (2.42)$$

Де $T_{a,дв}$ – стала часу затухання аперіодичної складової струму КЗ електродвигуна.

$$i_{a,t,\Sigma} = \sqrt{2} * \left[8.7 * \exp\left(-\frac{0.07}{0.03}\right) + 0.72 * \exp\left(-\frac{0.07}{0.04}\right) + 3.92 * \exp\left(-\frac{0.07}{0.055}\right) \right] \\ = 2,9 \text{ A}$$

Ударний струм у місці КЗ:

$$i_{y,\Sigma} = \sqrt{2} * [k_{y,as} * I_{п,t=0,as} + k_{y,AD} * I_{п,t=0,AD} + k_{y,CD} * I_{п,t=0,CD}] \quad (2.43)$$

Де $k_{y,дв}$ – ударний коефіцієнт.

$$i_{y,\Sigma} = \sqrt{2} * [1.66 * 8.7 + (1.56 * 0.36 + 1.82 * 1.96) * 2] = 32.1$$

Після виконання розрахунків струмів КЗ їх заносять в таблицю 3.1.

Таблиця 2.3.1 – Струми КЗ

Значення струмів КЗ	Розрахункові точки КЗ						
	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7
$I_{n,t=0,\Sigma}^{(3)}$	7,7	4,64	13,34	13,34	12,85	13,16	11

Кінець таблиці 2.3.1

$i_{y,\Sigma}$	18.1	11.68	32.1	32.1	30.8	31.7	26.35
$I_{n,t,\Sigma}^{(3)}$	7,7	2,97	11,7	11,7	11,33	11,62	10,2
$i_{a,t,\Sigma}$	1,06	1,73	2,93	2,93	2,74	2,88	2,06

2.4 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ

Перевірка апаратів, шин і кабелів на термічну стійкість оцінюється за найбільшим тепловим імпульсом струму B_K при три - або двофазному КЗ.

При віддаленому КЗ він може бути визначеним за формулою:

$$B_K = I_{n0}^2 (t_\epsilon + T_a) , \quad (2.44)$$

$$B_k = 7,7^2 (1,26 + 0,03) = 76.5 \text{ кА}^2 \text{с}$$

Час дії (час вимикання) струму КЗ t_ϵ складається з повного часу вимикання вимикача і часу дії основного релейного захисту:

$$t_\epsilon = t_{n.\epsilon} + t_{pz} , \quad (2.45)$$

$$t_\epsilon = 0.04 + 1.2 = 1.24 \text{ с}$$

Час дії релейного захисту може бути прийнятим: для вимикачів тупикових приєднань $t_{pz} = 0,01 \text{с}$; для ввідних вимикачів ліній підстанцій $t_{pz} = 1,2 \text{с}$; для ввідних вимикачів РП 6-10 кВ $t_{pz} = 0,6 \text{с}$;

При КЗ біля групи двигунів і з урахуванням системи тепловий імпульс визначається як сумарний від періодичної складової струму КЗ $B_{\kappa.n}$ і аперіодичної складової $B_{\kappa.a}$:

$$B_K = B_{\kappa.n} + B_{\kappa.a} , \quad (2.46)$$

Тепловий імпульс періодичної складової струму КЗ визначається за формулою:

$$B_{\kappa.n} = I_{n0.c}^2 t_{\theta} + 2I_{n0.c} I_{n0.d} T_{\theta}^{\cdot} + 0,5 I_{n0.d}^2 T_{\theta}^{\cdot} , \quad (2.47)$$

$$B_{\kappa.n} = 8,7^2 * 0,66 + 2 * 8,7 * 4,64 * 0,07 + 0,5 * 4,64^2 * 0,07 = 53,36 \text{ кА}^2 \text{с}$$

де $I_{n0.d}$ - струм КЗ від синхронних і асинхронних двигунів;

$I_{n0.c}$ - струм КЗ від системи;

T_{θ}^{\cdot} - постійна часу еквівалентного двигуна.

Якщо типи двигунів невідомі, то можна прийняти $T_{\theta}^{\cdot} = 0,07 \text{с}$. Аперіодична складова струму двигунів і від системи загасають по експонентам з постійними часу $T_{a,d}^{\cdot}$ і $T_{a,c}^{\cdot}$. Тому аперіодичну складову струму в місці КЗ можна показати у вигляді однієї експоненціальної функції з постійною часу:

$$T_{a,c*} = \frac{T_{a,c} I_{n0,c} + T_{a,d} I_{n0,d}}{I_{n0,c} + I_{n0,d}} , \quad (2.48)$$

$$T_{a,c*} = \frac{0.03 * 8.7 + 0.07 * 4.64}{8.7 + 4.64} = 0.044 \text{ с}$$

Тепловий імпульс від аперіодичної складової струму КЗ:

$$B_{\kappa.a} = (I_{n0} + I_{n0.d})^2 T_{a,c*} , \quad (2.49)$$

$$B_{\kappa.a} = (8.7 + 4.64)^2 * 0.044 = 7.83 \text{кА}^2 \text{с}$$

Таблиця 2.4.1 - Теплові імпульси

	K1	K3	K4	K5	K6	K7
Вк	76,50	64,19	18,02	16,71	17,53	58,34
Вкп	-	56,36	10,19	9,44	9,91	53
Вка	-	7,83	7,83	7,27	7,62	5,34
Ta*	-	0,044	0,044	0,043	0,0436	0,038

2.5 Розробка конструктивного виконання підстанції

Компоновка обладнання електричних підстанцій (ПС) залежить від типу ПС, кількості встановленого обладнання, умов площадки, на якій споруджується підстанція та інших факторів. При розробці конструкції підстанції потрібно керуватися ПУЕ, нормами технологічного проектування підстанцій напругою 35-750 кВ, інструкцією з проектування електропостачання промислових підприємств та іншими нормативними матеріалами.

Підстанції промислових підприємств, як правило, складаються з розподільчого пристрою, розташованого на відкритому повітрі (ВРП) і закритого розподільчого пристрою (ЗРП) напругою 6-10 кВ.

Конструктивне виконання підстанції в значній мірі залежить від апаратури комутації, особливо від типу вимикача.

Основні вимоги, що пред'являються до вимикачів для РП-10(6) кВ полягають в наступному

- 1) надійність в роботі і безпека для обслуговуючого персоналу;
- 2) можливо малий час вимикання;
- 3) по можливості малі габарити і маса;
- 4) простота монтажу;
- 5) безшумність роботи;

- 6) порівняно невисока вартість;
- 7) малі витрати на обслуговування і експлуатацію;
- 8) ремонтпридатність.

Вимога надійності є однією з найважливіших вимог, оскільки від надійності вимикачів, їх готовності до роботи в будь-яких (у тому числі і в аварійних) режимах роботи безпосередньо залежать надійність електроживлення, безперебійність електропостачання споживачів, а також збереження всього застосованого в РП-150 кВ та РП-10(6) кВ електрообладнання. Термін служби вимикача повинен бути не менше 20 років.

Вказані вище основні вимоги до вимикачів для РП-150 кВ та РП-10(6) кВ, а також вимоги до їх конструкції, механічної стійкості і працездатності, електричної міцності ізоляції, нагріву при тривалій роботі і струмах КЗ, стійкості при крізних струмах КЗ, комутаційної здатності, надійності і безпеки і ін. конкретизовані в ГОСТ 687- 78Е "Вимикачі змінного струму на напругу понад 1000 В. Загальні технічні умови". У об'єм загальних вимог до вимикачів для РП-150 кВ та РП-10(6) кВ входять також вимоги за кліматичними умовами експлуатації: вимикачі повинні бути розраховані на кліматичне виконання У і наступну категорію розміщення: для КРП внутрішньої установки – категорію 3. Крім того, на вимикачі для РП-150 кВ та РП-10(6) кВ розповсюджуються вимоги безпеки, викладені в ГОСТ 12.2.007.0 75 "Вироби електротехнічні. Загальні вимоги безпеки" і ГОСТ 12.2.007.3 7:1 "Електротехнічні пристрої на напругу понад 1000 В. Вимоги безпеки".

Застосовані в даний час сучасні вимикачі для РП-150 кВ та РП-10(6) кВ в основному відповідають переліченим вище вимогам, включаючи і вимоги вищезгаданих Гостів, чого не можна сказати про застарілі конструкції вимикачів. Особливу складність в експлуатації застарілих конструкцій вимикачів викликають їх приводи, які раніше поставлялися окремо від вимикачів. У РП-150 кВ та РП-10(6) кВ останніх конструкцій ця трудність усунена: всі застосовані вимикачі мають вбудовані в них приводи, що невід'ємною, конструктивно не виділеною частиною вимикача.

Слід зупинитися ще на одній вимозі до вимикачів і до РП-150 кВ та РП-10(6) кВ в цілому, яку пред'являють особливо відповідальні споживачі: скорочення витрат на обслуговування і експлуатацію як вимикачів, так і РП-150 кВ та РП-10(6) кВ в цілому.

2.6 Вибір апаратів відкритої і закритої частин розподільної підстанції

2.6.1 Вибір вимикачів

Вимикач, що вибирається повинен працювати без пошкодження в найбільш важкому за умовами експлуатації режимі роботи мережі. Тому вибір вимикача, здатного безвідмовно працювати протягом всього терміну експлуатації мережі, рекомендується проводити в 2 етапи.

На першому етапі, виходячи з умов найбільш важкого режиму роботи мережі і інших умов експлуатації (вимикаючої здатності вимикача, необхідної частоти вмикань та вимикань, комутаційних перенапруг, необхідності забезпечення повної вибухо- та пожежебезпеки і т. п.) слід вибрати тип вимикача для КРП.

При виборі типу вимикача для РП-10(6) кВ в першу чергу повинно враховуватися наступне:

- при номінальній напрузі 6 – 10 кВ і нормальних комутаціях доцільно застосовувати маломасляні вимикачі, а при частих комутаціях вакуумні і елегазові, які мають великий термін служби.
- при великих номінальних струмах вимикання (так само, як і при великих номінальних напругах) рекомендується застосовувати повітряні і елегазові вимикачі. При цьому, проводячи економічну оцінку доцільності установки вибраного типу вимикача, слід враховувати, що, хоча вакуумні вимикачі мають велику вартість, застосування їх виправдане зважаючи на малі витрати на технічне обслуговування і великий термін служби дугогасячих пристроїв (25 років і більше).

На другому етапі, скориставшись каталогами фірм-виробників вимикачів для РП-10(6) кВ, слід провести порівняння номінальних параметрів вибраного типу вимикача з параметрами електричної мережі в місці його установки: номінальна

напруга вимикача повинна бути рівна або більше номінальної напруги мережі, що захищається; його номінальний тривалий струм повинен перевищувати номінальний струм електроустановки; номінальний струм вимикання вимикача повинен бути більше максимального розрахункового струму КЗ I_k у момент контактів.

При визначенні струму I_k повинні розглядатися всі можливі варіанти КЗ і з них повинен бути вибраний найбільш важкий, яким звичайно є режим відключення трьох і однофазного КЗ на землю. Розрахунок аперіодичної складової повинен проводитися з урахуванням того, що КЗ відбулося в мить, коли напруга в одній з фаз рівна нулю. Номінальний струм вмикання вимикача повинен бути не меншим, ніж протікаючий через вимикач ударний струм КЗ.

Крім того, при виборі вимикача слід мати на увазі, що у момент розмикання контактів вимикача аперіодична складова струму КЗ не повинна перевищувати аперіодичний струм, гарантований заводом-виробником. Зазвичай цей струм виражається у відсотках номінального струму вимикання. Розрахунковий час розмикання контактів вибирається мінімально можливим.

Разом з номінальним струмом вимикання повинні враховуватися цикли (послідовність вмикань (В) і вимикань (О) – В), при яких вимикач працює. Номінальний струм вимикання вимикачів без АПВ гарантується при циклі О-180-ВО-180-ВО.

Термічна стійкість перевіряється з умови протікання через вимикач струму КЗ протягом максимального часу, обумовленого спрацюванням захисту. Номінальний струм електродинамічної стійкості вимикача повинен перевищувати максимально можливе значення ударного струму КЗ, яке може бути в електроустановці.

Вимикачі, що випускаються промисловістю, випробовуються при типових швидкостях відновлення напруги. Тому звичайно немає необхідності проводити розрахунок швидкості відновлення напруги в проєктованих мережах і порівнювати з умовами, які мали місце при випробуваннях апарату.

В пояснювальній записці наведено приклад вибору вимикача напругою відповідно з попередньо наведеними умовами.

Приводить з належним обґрунтуванням вибір типу вимикача для РП-10(6) кВ, вибирає відповідний тип РП-10(6) кВ.

Вибір вимикачів РП-10(6) кВ рекомендується проводити в табличній формі (табл.2.6.1) за основними параметрами.

Таблиця 2.6.1.1 – Вибір вимикачів для вводу, та секційний

Тип вимикача приєднання	Вводу: ВН,СН, НН						Секційного			
Умови вибору	катал. дані	розрах. дані	катал. дані	розрах. дані	катал. дані	розрах. дані	катал. дані	розрах. дані	катал. дані	розрах. дані
1. $U_n \geq U_{уст}$, (кВ)	150	150	10	10	6	6	10	10	6	6
2. $I_n \geq I_{рф}$, (А)	2500	172.4	1600	1294	3150	2694	1000	647	1600	1347
3. $I_{вим} \geq I_{н.т}$ (кА)	40	7,7	20	11.7	40	15,4	12,5	10.2	40	11,8
4. $\sqrt{2} * I_{вим}(1 + \beta_n) \geq \sqrt{2} * i_{н.т} + i_{а.т}$ (кА)	79.2	12	39.6	19.5	39,6	25,7	24,7	16.5	24,7	17,6
5. $i_{дин} \geq i_y$, (кА)	104	18.1	52	32.1	52	32,1	32	26.35	32	28,4
6. $I_{м.с}^2 * t_{м.с} \geq B_k$ (кА*с)	4800	76.5	1200	64.19	1200	84,3	468	58.34	468	75,6

Таблиця 2.6.1.2 – Вибір вимикачів для споживачів

Тип вимикача приєднання	Споживача: Т та Суб., СД, АД					
Умови вибору	катал. дані	розрах. дані	катал. дані	розрах. дані	катал. дані	розрах. дані
1. $U_n \geq U_{уст}$, (кВ)	10	10	6	6	10	10

Кінець таблиці 2.6.1.2

2. $I_n \geq I_{p\phi}$, (А)	630	130	630	84.2	630	37.9
3. $I_{вим} \geq I_{n.\tau}$ (кА)	20	11.7	12,5	11.33	12,5	11.62
4. $\sqrt{2} * I_{вим}(1 + \beta_n) \geq \sqrt{2} * i_{n.\tau} + i_{a.\tau}$ (кА)	39,6	19.5	24,7	18.8	24,7	19.3
5. $i_{дин} \geq i_y$, (кА)	52	32.1	32	30.8	32	31.7
6. $I_{m.c}^2 * t_{m.c} \geq B_k$ (кА*с)	1200	64.19	468	16.71	468	17.53

Для вводу обираємо вимикачі ELK-CBO-150-40/2500У2, ВВ/TEL-10-20/1600У2 та ВРС-6-40/3150 У2.

В якості секційного вимикача обираємо ВВ/TEL-10-12,5/1000У2 та ВРС-6-40/1600 У2.

Для споживачів обираємо відповідно ВВ/TEL-10-20/630У2 та ВВ/TEL-6-12,5/630У2.

2.6.2 Вибір роз'єднувачів/заземлювачів

Роз'єднувачі вибирають за номінальною напругою і номінальним струмом і перевіряють їх на динамічну і термічну стійкість в режимі КЗ.

Умови вибору роз'єднувачів наведені у табл. 2.6.2.

Таблиця 2.6.2 – Умови вибору роз'єднувачів

Параметри роз'єднувача	Умови вибору	Каталожні дані	Розрахункові дані
1. Номінальна напруга	$U_n \geq U_{уст}$	150	150

Кінець таблиці 2.6.2

2. Номінальний струм	$I_n \geq I_{pf}$	1250	172,4
3. Номінальний струм динамічної стійкості	$i_{din} \geq i_y$	32	18,1
4. Номінальний тепловий імпульс	$I_{m.c}^2 * t_{m.c} \geq B_k$	468	76,5

Роз'єднувачі, вбудовані в комплектні розподільчі пристрої, вибрати не треба, оскільки їх параметри відповідають параметрам вимикача, встановленого в шафі КРП.

Приймаю до встановлення роз'єднувачі/заземлювачі типу ELK-DEO-150-1600 та ELK-DEO-150-1250.

2.6.3 Вибір запобіжників

Запобіжники напругою понад 1000 В обирають за номінальною напругою U_n , номінальним струмом I_n , номінальним струмом вимикання $I_{вим.н}$, за конструкцією і за родом установки (внутрішня, зовнішня).

Вибір виконується за умовами:

$$U_n \geq U_{уст} , \quad (2.50)$$

$$I_n \geq I_{pf} , \quad (2.51)$$

$$I_{вим.н} \geq I_{по} . \quad (2.52)$$

Номінальний струм плавкої вставки запобіжника обирається за умовами захисту обладнання та умовами селективності. Якщо запобіжник призначений

для захисту силових трансформаторів, то плавка вставка обирається з урахуванням стрибка струму намагнічування відповідно до табл. 2.6.3.

Таблиця 2.6.3 - Номінальні дані

Номінальний струм трансформатора, А	1	3	5	8	10	20	30	70	100	145	200
Номінальний струм плавкої вставки, А	3	7,5	10	15	30	40	50	100	150	200	300

Запобіжники серії ПКТН (ПКН) для захисту трансформаторів напруги обирають тільки за номінальною напругою.

Для вимірювального трансформатора напруги обираємо запобіжник ПКН-10.

Для трансформаторів власних потреб обираємо запобіжники ПК-10 зі струмом плавкої вставки 10А.

2.6.4 Вибір трансформаторів струму

Вибір типу трансформаторів струму, як і трансформаторів напруги, проводять в залежності від типу КРП.

Трансформатори струму для живлення вимірювальних приладів обирають за номінальною напругою, за номінальними струмами $I_{1н}$, $I_{2н}$, за класом точності і вторинним навантаженням. У режимі КЗ трансформатор струму необхідно перевірити на динамічну і термічну стійкість. Вибір трансформаторів струму за класом точності виконують відповідно з ПУЕ. Трансформатори струму для ввімкнення лічильників, за якими ведуться грошові розрахунки, повинні мати клас точності 0,5. Для технічного обліку допускається застосування трансформаторів

струму класу точності 1,0. Для включення щитових електровимірювальних приладів трансформатори струму повинні мати клас точності не нижче 3,0. Для релейного захисту – клас 10 (P).

Умови вибору трансформаторів струму наведені в табл. 2.6.4.

Таблиця 2.6.4

Параметри трансформатора струму	Умови вибору
1. Номінальна напруга	$U_n \geq U_{уст}$
2. Номінальний первинний струм	$I_n \geq I_{рф}$

Кінець таблиці 2.6.4

3. Номінальний вторинний струм	5 або 1 А
4. Клас точності	В залежності від призначення
5. Номінальне вторинне навантаження	$z_n \geq z_2$
6. Електродинамічна стійкість	$i_{дин} \geq i_y$ або $\sqrt{2}K_{\partial}I_{1н} \geq i_y$
7. Термічна стійкість	$I_{m.c}^2 * t_{m.c} \geq B_{\kappa} ; \quad (K_m I_{1н})^2 t_{m.н.} \geq B_{\kappa}$

Завищення коефіцієнта трансформації n_{mc} трансформаторів струму, які живлять розрахункові лічильники, не допустимо, оскільки робота трансформаторів струму при малих навантаженнях може не відповідати розрахунковому класу точності.

Клас точності обираємо 0,5, номінальна напруга – 150кВ для першого ТС, 10кВ та 6кВ для наступних. Розраховуємо номінальне вторинне навантаження для ТС на ввід низької напруги.

В якості приладів встановлюємо амперметр, ватметр, варметр, лічильники активної та реактивної енергії. Типи приладів зазначенні в таблиці 2.6.4.1.

Таблиця 2.6.4.1 – Прилади для ТС

Позначення	Прилад	Тип приладу	S на фазу, ВА
A	Амперметр	Э-335	0,5
СА	Лічильник активної енергії	СА3	2,5

Кінець таблиці 2.6.4.1

СР	Лічильник реактивної енергії	СР4	2,5
ВтМ	Ваттметр	Д-335	0,5
ВрМ	Варметр	Д-335	0,5

1. Вираховуємо загальну потужність приладів, ВА:

$$S_{\Sigma} = S_a + S_{\text{ВтМ}} + S_{\text{ВрМ}} + S_{\text{Ср}} + S_{\text{Са}}, \quad (2.53)$$

$$S_{\Sigma} = 0,5 + 2,5 + 2,5 + 0,5 + 0,5 = 6,5 \text{ ВА}$$

2. Знаходимо загальний опір приладів, Ом:

$$Z_{\text{пр}} = S_{\Sigma} / I_2^2, \quad (2.54)$$

$$Z_{\text{пр}} = \frac{6,5}{5_2^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

3. Розраховуємо повне вторинне навантаження трансформатора струму, ВА:

$$Z_{\Sigma} = Z_{\text{пр}} + Z_{\text{контактів}} + Z_{\text{проводів}}, \quad (2.55)$$

$$Z_{\Sigma} = 0,26 + 0,05 + 0,0283 * \frac{6}{4} = 0,4 \text{ ВА}$$

Обираємо ТС – ТФЗМ-150А-І У1.

Розрахунок зводимо в таблицю 6.4.2:

Таблиця 2.6.4.2 – Результати розрахунків ТС

Ірф	Де встановлюється	SΣ	Прилади	Z приладів, Ом	Іпровода	ZΣ, Ом
172,4	Ввод ВН	0,5	А	0,02	100	0,8
1294	Ввод СН	6,5	А+СА+СР+ВрМ+ВтМ	0,26	6	0,4
1453	Ввод НН	6,5	А+СА+СР+ВрМ+ВтМ	0,26		0,4
130	Т	5,5	А+СА+СР	0,22		0,3
84,2	СД	5,5	А+СА+СР	0,22		0,3
37,9	АД	5,5	А+СА+СР	0,22		0,3
173,2	суб.	5,5	А+СА+СР	0,22		0,3
647	секц.	0,5	А	0,02		0,1

Таблиця 2.6.4.3 – Трансформатори струму, що встановлюються

ZΣ доп, Ом	Марка ТС	Де встановлюється	Іном, А	ідин, кА	Ітерм, кА*3с
1,6	ТФЗМ-150А-І У1	Ввод ВН	600	52	588

Кінець таблиці 2.6.4.3

0,4	ТОЛ-10-У2	Ввод СН	1500	100	2977
0,4	ТЛШ-Э-10-У2	Ввод НН	3000	200	1200
0,4	ТОЛ-10-У2	Т	150	52	117,2
0,4	ТОЛ-10-У2	СД	100	52	70,6
0,4	ТОЛ-10-У2	АД	50	17,6	18
0,4	ТОЛ-10-У2	суб.	200	52	230
0,4	ТОЛ-10-У2	секц.	800	100	1200

2.6.5 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги (ТН) для живлення вимірювальних приладів і реле обирають за номінальною напругою первинної обмотки, класом точності, схемами з'єднань обмоток і конструктивним виконанням (табл. 2.68 [10]).

При розрахунку навантажень вимірювальних приладів і реле їх можна не розподіляти по фазам. Тоді:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{\sum (S_{\text{прил}} \cos \varphi_{\text{прил}})^2 + \sum (S_{\text{прил}} \sin \varphi_{\text{прил}})^2} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} \quad (2.56)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{65^2 + 145,8^2} = 160 \text{ ВА}$$

Умови вибору трансформаторів напруги наведені в табл. 6.5.

Таблиця 2.6.5

Параметри трансформатора напруги	Умови вибору	
Номінальна первинна напруга	$U_n = U_{уст}$	10 = 10
Тип і схема з'єднань обмоток	В залежності від призначення	Неповний трикутник
Клас точності	В залежності від призначення	0,5
Номінальна потужність	$S_{ном} = S_2$	3x75=225 > 160

Схема ввімкнення і тип ТН повинні відповідати його призначенню, а також типу розподільчого пристрою (РП), де планується встановлення трансформаторів напруги.

Клас точності обираємо 0,5.

Обираємо трансформатори напруги 3хЗНОЛ.06-10УЗ потужністю 3х75 в класі точності 0.5.

Таблиця 2.6.5.1 – Розрахунок навантаження ТН

Пристрій, шт.		Тип	Потужн. обмотки	Кільк. обмот.	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_{Σ}	Q_{Σ}
Вольтметр		Э-335	2 ВА	1	1	0	2	-
Ввод	СА	СА-3	2 Вт	2	0,38	2,43	4	9,72
	СР	СР-4	2 Вт	2	0,38	2,43	4	9,72
	W	Д-335	1,5 Вт	2	1	0	3	-

Кінець таблиці 2.6.5.1

АД,СД, Т	СА, 9	СА-3	2 ВТ	2	0,38	2,43	36	87,48
Суб- абон.	СА, 2	СА-3	2 ВТ	2	0,38	2,43	8	19,44
	СР, 2	СР-4	2 ВТ	2	0,38	2,43	8	19,44
Σ							65	145,8

2.6.6 Вибір трансформаторів власних потреб

Трансформатори власних потреб обираються для встановлення на підстанцію для живлення елементів освітлення, приводів електроустаткування, підігріву шаф у зимовий період, а також охолодження силових трансформаторів у літній. Таким чином маємо необхідну потужність трансформатора, кВА:

$$S_{\text{ТВП}} = S_{\text{освітлення}} + S_{\text{приводів}} + S_{\text{обігрів}} + S_{\text{охолодження}},$$

$$S_{\text{ТВП}} = 5 + 0,6 * 6 + 1 * 62 + 2 * 8 = 86,6 \text{ кВА}$$

Обираємо два трансформатори ТМ-100/10/0,4 потужністю 100 кВА. Через порівняно велику потужність ці два трансформатори встановлюються зовні.

Номінальний струм трансформатора з боку ВН, А:

$$I = \frac{S_{\text{ТВП}}}{\sqrt{3} * U_{\text{НОМ}}}, \quad (2.57)$$

$$I = \frac{78.6}{\sqrt{3} * 10} = 5 \text{ А}$$

2.7 Розрахунок і вибір струмоведучих частин і ізоляторів

2.7.1 Вибір шин і кабелів

Шинні конструкції розподільчих пристроїв поділяють на струмопроводи, які виконуються жорсткими (ЗРП і вводи в них) або гнучкими (ВРП) шинами, закріпленими на ізоляторах. Шини і кабелі застосовують, як правило, алюмінієві.

Перетин шин і кабелів вибирають за економічною щільністю струму, за нагрівом струмом форсованого режиму і перевіряють на термічну стійкість при КЗ. Шини перевіряють також на електродинамічну стійкість при КЗ.

Номінальна напруга кабелю повинна відповідати напрузі установки.

1. Вибір перетину шин і кабелів за економічною щільністю струму виконують за розрахунковим струмом нормального робочого режиму:

$$q_{ек} = \frac{I_{рн}}{j_{ек}}, \quad (2.58)$$

де $q_{ек}$ – економічний перетин, мм²;

$I_{рн}$ - максимальний струм нормального режиму, А;

$j_{ек}$ – економічна щільність струму, А/мм².

За економічною щільністю струму вибирають збірні шини всіх напруг, шини і кабелі резервних ліній і трансформаторів, а також шини і кабелі в установках до 1000 В, якщо $T_m > 4500$ годин.

Для перевірки обирається шина 120x10 з алюмінію, з допустимим струмом 1625А.

2. Вибір перетину шин і кабелів за нагрівом виконують за робочим струмом форсованого режиму $I_{рф}$:

$$I_{дон} \geq I_{рф}, \quad (2.59)$$

$$1410 \geq 1294$$

Де:

$$I_{\partial on} = K_1 * K_2 * I_{н. \partial on} , \quad (2.60)$$

$$I_{\partial on} = 0,92 * 0,943 * 1625 = 1410 \text{ А}$$

де $I_{\partial on}$ - допустимий струм за нагрівом, А;

$I_{н. \partial on}$ - номінальний струм (довгочасно допустимий струм при температурі навколишнього середовища $\theta_{н.н} = 25^\circ \text{C}$ і установці шин прямокутного перетину більшою стороною h у вертикальній площині, А;

K_1 – коефіцієнт поправки на спосіб установки шин. При установці шин прямокутного перетину більшою стороною в горизонтальній площині

$$K_1 = 0,95 \text{ при } h \leq 60 \text{ мм} ,$$

$$K_1 = 0,92 \text{ при } h > 60 \text{ мм} .$$

K_2 - коефіцієнт поправки на температуру навколишнього середовища, якщо вона відрізняється від номінальної:

$$K_2 = \sqrt{\frac{\theta_{\partial on} - \theta_0}{\theta_{\partial on} - \theta_{нн}}} \quad (2.61)$$

$$K_2 = \sqrt{\frac{70 - 30}{70 - 25}} = 0,943$$

де $\theta_{\partial on}$ – довгочасно допустима температура (для алюмінієвих шин $\theta_{\partial on} = 70^\circ \text{C}$)

θ_0 - температура навколишнього середовища;

$\theta_{nn} = 25^{\circ}C$ – номінальна напруга навколишнього середовища для шин і кабелів, які прокладені в повітрі.

Для кабелів довгочасно допустимий струм визначають за співвідношенням:

$$I_{don} = K_1' * K_2 * K_3 * I_{n.don} , \quad (2.62)$$

$$I_{don} = 1 * 0,82 * 1,15 * 170 = 160,31 \text{ A}$$

де K_1' – коефіцієнт поправки на число кабелів;

K_2 – коефіцієнт поправки на температуру навколишнього середовища (визначається таким же чином, як і для шин);

K_3 – коефіцієнт допустимого перевантаження кабелю в форсованому режимі.

4. Перевірка перетину шин (кабелів) на термічну стійкість при КЗ виконується методом зіставлення кінцевої температури θ_k при КЗ з максимально допустимою при короточасному нагріві $\theta_{k.don}$ (для алюмінієвих шин і кабелів $\theta_{k.don} = 200^{\circ}C$). Умова термічної стійкості:

$$\theta_k \leq \theta_{k.don} , \quad (2.63)$$

$$63 \leq 200$$

Мінімальний перетин за умовами термічної стійкості можна знайти за спрощеним виразом:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} , \quad (2.64)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{64,19 * 10^3}}{91} = 88$$

де значення коефіцієнта $C = \sqrt{A_{к.макс} - A_{к}}$, для алюмінія – 91.

Перевірка шинних конструкцій на електродинамічну стійкість при КЗ виконується методом порівняння розрахункової механічної напруги в матеріалі шини σ_p з допустимою напругою $\sigma_{дон}$:

$$\sigma_p \leq \sigma_{дон}, \quad (2.65)$$

$$3,35 \leq 57,4$$

$$\sigma_p = f * \frac{l^2 * 6}{10 * b * h^2}, \quad (2.66)$$

$$\sigma_p = 357 * \frac{1,5^2 * 6}{10 * 1 * 12^2} = 3,35$$

де f – розрахункова сила на одиницю довжини від взаємодії фаз, Н/м;

$$f = \sqrt{3} * 10^{-7} * i_y^2 / a \quad (2.67)$$

де a – відстань між фазами по осям;

$$f = \sqrt{3} * 10^{-7} * \frac{32100^2}{0,5} = 357 \text{ Н/м}$$

b – товщина шини, см;

h – висота шини, см.

Шини термічно та електродинамічно стійкі.

Таблиця 2.7.1 – Вибір шин та проводів за допустимим струмом

Де встановлюється	І _{рф}	Е _{эк}	j _{эк}	Тип	І _{н доп}	І _{доп}	К
Ввод ВН	172,4	153,9	0,56	АС-185	450	403,1	0,90
Ввод СН	1294	1155,4	0,56	АС-120*10	2070	1796,8	0,868
Ввод НН	2694	1265,4	0,56	АС-120*10	2070	1922,8	0,868
Т	130	43,3	1,5	АВВГ-95	170	160,3	0,943
СД	84,2	28,1	1,5	АВВГ-50	110	103,7	0,943
АД	37,9	12,6	1,5	АВВГ-35	90	84,9	0,943
суб	173,2	57,7	1,5	АВВГ-150	200	188,6	0,943

Таблиця 2.7.1.2 – Перевірка на термічну стійкість

Де встановлюється	Темп робоча	Темп початкова	Вк	Переріз	Темп кінцева	Темп ном
Ввод ВН	38	41	76,5	150	76,8	73
Ввод СН	53	59	64,19	1200	59,5	54
Ввод НН	53	59	84,3	1200	45,9	54
Т	53	59	18,02	95	80,0	77
СД	53	59	16,71	50	129,4	112
АД	37	64	17,53	35	214,8	152
суб	60	71	18,02	120	84,2	79

2.7.2 Вибір ізоляторів шинних конструкцій

Опорні ізолятори вибирають:

- за номінальною напругою $U_{дон} \geq U_{уст}$;
- за допустимим механічним навантаженням.

Обирається ізолятори ИО-10-3,75 ІУЗ висотою 120мм.

Умова електродинамічної стійкості ізоляторів:

$$F_p \leq F_{дон} , \quad (2.68)$$

$$0,36 < 2,25$$

$$F_{дон} = 0.6 F_{руйн} , \quad (2.69)$$

$$2,25 = 0.6 * 3,75$$

де F_p – розрахункове навантаження на головку ізолятора;

$F_{дон}$ – допустиме навантаження на головку ізолятора;

$F_{руйн}$ – руйнівне навантаження на згиб.

Розрахункове навантаження на головку ізолятора:

$$F_p = f * l * \frac{H}{H_{із}} , \quad (2.70)$$

$$F_p = 0,357 * 1,5 * \frac{285}{285} = 0,54$$

l – проліт між ізоляторами по довжині шини, м;

$H_{із}$ – висота опорного ізолятора, мм;

H – відстань від основи ізолятора до горизонтальної осі симетрії перетину шини, мм.

При розташуванні шин прямокутного перетину на ребро цю відстань належить прийняти рівною:

$$H = H_{iz} + b + \frac{h}{2} \quad (2.71)$$

де $(b \times h)$ – розміри шини.

При закріпленні шин пліском можна прийняти $\frac{H}{H_{iz}} = 1$

Шини розташовуються пліском.

В курсовому проекті рекомендується визначити допустиму довжину прольоту $l_{дон}$ за умовами механічної міцності ізолятора, м:

$$l_{дон.из} = \frac{0,6}{f} \frac{H}{H_{из}}, \quad (2.72)$$

$$l_{дон.из} = \frac{0,6}{0,357} \frac{120}{120} = 1,68 \text{ м}$$

Обираємо прохідні ізолятори ИП-10/1600-7,5.

Прохідні ізолятори вибирають за умовами (60) і (61), а також перевіряють за номінальним струмом:

$$I_n \geq I_{p.ф}, \quad (2.73)$$

$$1600 \geq 1300$$

Для прохідних ізоляторів розрахункове навантаження дорівнює:

$$F_p = 0,5 * f * l , \quad (2.74)$$

$$F_p = 0,5 * 0,357 * 1,5 = 0,27$$

$$F_p \leq F_{\text{дон}}$$

$$0,27 < 4,5$$

Висновок: обираємо опорні ізолятори ИО-10-3,75 ІУЗ та прохідні ізолятори ИП-10/1600-7,5.

2.8 Вибір джерел оперативного струму

Джерела живлення власних потреб підстанції, як правило, мають зв'язок з джерелами оперативного струму, які живлять кола керування, автоматики, сигналізації і релейного захисту. Для живлення цих кіл, застосовують постійний або змінний (випрямленими) оперативний струм.

Постійний оперативний струм з акумуляторними батареями, розрахованими на повну потужність оперативних кіл застосовують на електростанціях і на підстанціях з первинною напругою 330 - 750 кВ, а також на підстанціях 110 - 220 кВ з кількістю трьох або більше масляних вимикачів. Змінний (випрямленими) оперативний струм застосовують на підстанціях 6-10 кВ, підстанціях 35 - 220 кВ без вимикачів на ці напруги, підстанції 35 кВ з масляними вимикачами і підстанції 110 кВ з одним - двома вимикачами на стороні високої напруги .

Підстанції промислових підприємств виконуються, як правило, без збірних шин на стороні 35 - 220 кВ і без вимикачів на ці напруги або зі зменшеною їх кількістю (не більше трьох).

Для живлення оперативних кіл на таких підстанціях доцільно застосування комплектних блоків живлення. Комплектні вимірювальні пристрої для живлення електромагнітів включення вимикачів складаються з блока УКП 1 і накопичувача енергії УКП 2 для довмикання вимикача при зниженій напрузі. Блоки УКП 1 і УКП

2 одержують живлення від трансформаторів власних потреб потужністю 63 кВА і більше, які ввімкнені перед вимикачами напругою 6-10 кВ. Живлення кіл керування, релейного захисту, сигналізації виконується від випрямляючих і конденсаторних блоків, які вмикаються до трансформаторів напруги і трансформаторів власних потреб. Для живлення цих кіл доцільно застосовувати також комплектні шафи типу ШУОС (ШУОТ), в яких встановлюють акумуляторну батарею невеликої потужності (максимальний струм розряду - 20 А) на 110 В підзарядний випрямляч, який одержує живлення від трансформатора власних потреб. Для одержання напруги постійного струму 220 В встановлюють дві шафи ШУОС, їх акумуляторні батареї з'єднують послідовно.

В даному випадку у якості оперативного струму буде використовуватися випрямлений змінний струм.

3 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

3.1 Вступ до економічного розділу

У основній частині дипломного проекту було розраховано підстанцію 150/10/6 кВ, а також обладнання яке буде встановлено, в економічній частині будуть розраховуватися економічні показники проекту, до яких, входять:

- капітальні вкладення на спорудження підстанції;
- відрахування від капітальних витрат на експлуатацію підстанції та амортизаційні відрахування;
- річний фонд заробітної плати;
- вартість втрат електричної енергії;
- Загальні витрати.

Розрахунок виконується для всього обладнання підстанції, до якого, відносяться силові трансформатори, комплектний розподільчий пристрій елегазовий, шини магістральні, провід сталевалюмінієвий.

Для розрахунку вартості доставки обладнання, місце розташування підстанції було прийнято в дніпропетровській області.

Всі посилання щодо інформації наведено в розділі Список літератури.

3.2 Розрахунок капітальних витрат

Розрахунок капітальних вкладень на спорудження підстанції виконується за показниками вартості її основних елементів: Силових трансформаторів; комплектного розподільчого пристрою елегазового; шинопроводів магістральних; проводів сталевалюмінієвих.

Капітальні витрати на здійснення запропонованого варіанту розраховуються наступним чином:

$$K = K_{об} + Z_{тр} + Z_{м(н)} + Z_{пр}, \quad (3.1)$$

де $K_{об}$ – вартість обладнання, тис. грн;

$З_{тр}$ – транспортно-заготівельні і складські витрати, тис. грн;

$З_{м(н)}$ – витрати на монтаж-налагоджувальні роботи, тис. грн;

$$З_{тр} = \sum (Ч_i * a_i * t_i) * K_d * K_{см} * K_{пр}, \quad (3.2)$$

де $Ч_i$ – чисельність працівників i -го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), осіб.

a_i – годинна тарифна ставка працівника i -го розряду, грн. (з урахуванням, що мінімальна ставка – 28.31 грн на 10.06.2020)

t_i – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год. (Всього: встановлення силових трансформаторів 18 год, встановлення КРУЕ 60 год, монтаж проводу по 60 год, встановлення ЗРП 6 -10 кВ 100 год, монтаж захисту 20 год, монтаж шинопроводів 40 год.)

K_d – коефіцієнт, що враховує розмір доплат, 1,2 (за роботи в шкідливих умовах);

$K_{см}$ – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{пр}$ – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

$$З_{тр} = (4 * 38 * 18 + 20 * 32 * 60 + 8 * 38 * 100 + 8 * 32 * 20 + 8 * 32 * 40) * 1,2 * 1,22 * 1,2 = 152,65 \text{ тис/грн}$$

$З_{пр}$ – разові витрати грошових коштів, тис.грн. Приймаємо 80 тис.грн на незаплановані трати.

Розрахунок капітальних витрат наведено в таблиці 3.2 згідно даних заводів-виробників та представників ринку електрообладнання. Список посилань надається в списку літератури.

Таблиця 3.2 - Розрахунок капітальних витрат

Найменування	Тип	Ціна, грн/шт (м/кг)	Кількість, шт (м/кг)	Загальна вартість обладнання, K _{об} (тис.грн)	Вартість доставки, тис.грн
Силовий трансформатор +доставка	ТДТН- 40000/150/10/6	14974000	2	29949	-
Комплектний розподільчий пристрій елегазовий +доставка	ELK-04	36372000	1	36372	-
Шинопровід	M2	286,62	810,2	232	69,3
Провід +доставка	АС-185/29	111,02	13	1,45	-
Всього:				66554	69,3

Вартість електрообладнання приведена на 11.06.2020.

Основні капітальні вкладення в мережу, що проектується, складають:

$$K = 66554 + 69,3 + 152,65 + 80 = 66855,95 \text{ тис. грн}$$

3.3 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Розрахунок річного фонду заробітної плати виконується за категоріями персоналу, що обслуговує об'єкт проектування, відповідно до їхньої чисельності, режиму роботи, за погодинними тарифними ставками, посадовими окладами, формами і системами оплати праці і преміювання, що застосовують на підприємстві.

Основна заробітна плата працівників – це винагорода за виконану роботу відповідно до встановлених норм праці (норми часу, виробітку, обслуговування, посадові обов'язки). Вона визначається тарифними ставками і

відрядними розцінками, посадовими окладами для спеціалістів, службовців і керівників.

При визначенні основної заробітної плати робітників (за відрядною або погодинною формами оплати) необхідно знати погодинну тарифну ставку робітника відповідного розряду та розрахувати номінальний річний фонд робочого часу робітника.

Номінальний річний фонд робочого часу одного робітника F_n розраховується відповідно до режиму його роботи (кількістю робочих днів і тривалістю зміни), год:

$$F_n = (D_k - D_{св} - D_{вих}) \cdot T_{зм} = (366 - 52 - 16 - 24) \cdot 8 = 2192 \text{ год}$$

Результати розрахунку основної заробітної плати обслуговуючого персоналу занесені у табл. 3.3.

Також вираховується додаткова заробітна плата – це винагорода за працю понад встановлених норм, за особливі умови праці. До додаткової заробітної плати належать премії, пов'язані з виконанням виробничих завдань і функцій за діючими на підприємстві преміальними системами, доплати і надбавки, гарантійні і компенсаційні виплати, передбачені чинним законодавством (за роботу в нічний і вечірній час, у важких і шкідливих умовах, за багатозмінний режим роботи, за керівництво бригадою незвільненим бригадирам, за навчання учнів тощо).

Додаткова заробітна плата обслуговуючого персоналу визначається в розмірі 10% від основної заробітної плати.

Тривалість відпустки становить 24 дні.

Коли людина працює за напарника, що вийшов у відпустку, вона отримує полуторну ставку.

Єдиний страховий внесок становить 22%.

Розрахунки виконувалися зважаючи на те, що мінімальна заробітна плата в Україні становить 28.31грн/год, також був прийнятий тарифний коефіцієнт,

який приведений в єдиній тарифній сітці, для електротехнічного персоналу 6 розряду він складає 1,45.

(<https://buhgalter.com.ua/zakonodavstvo/zarobitna-plata/pro-oplatu-pratsi-pratsivnikiv-na-osnovi-ets/>)

Таблиця 3.3 - Розрахунок річного фонду заробітної плати.

№	Найменування професії	Явочний штат, осіб	Годинна тарифна ставка	Номінальний річний фонд робочого часу, год	Усього основна заробітна плата, тис.грн
1	Черговий 6 розряд	4	41	2192	359
2	Прибиральник	12	32		841
3	Охоронець	8	36		631
4	Релейщик 6 розряд	14	41		1258
-	Всього	38	-	8768	3089
Додаткова заробітна плата, тис.грн:					308,9
Оплата за відпустку, тис.грн:					300
Оплата за працю коли людина працює за двох, тис.грн:					150
Єдиний страховий внесок, тис.грн:					680
Загальний розмір річного фонду заробітної плати, тис.грн:					4527,9

3.4 Розрахунок експлуатаційних витрат

А. Розрахунок амортизаційних відрахувань (C_a).

Норма амортизації для електрообладнання за даними Податкового кодексу України становить 20 %, а мінімальний строк експлуатації становить 5 років. Амортизаційні відрахування розраховуються за наступним виразом:

$$A_B = \Phi_6 / T_{\min}, \text{ тис. грн,} \quad (3.3)$$

де Φ_6 – балансова вартість обладнання;

T_{\min} – мінімальний строк експлуатації обладнання.

Розрахунок капітальних витрат на електрообладнання та амортизаційних відрахувань наведено в таблиці 3.4.

Б. Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання, включають витрати на матеріали, запасні блоки, визначено у відсотках від капітальних витрат.

Витрати на технічне обслуговування та поточний ремонт, тис. грн:

$$I_e = I_{0\text{пс}}; \quad (3.4)$$

де $I_{0\text{пс}}$ – витрати на ремонт і обслуговування підстанції.

$\alpha_{\text{пс}}$ – коефіцієнти витрат для підстанції

$$I_{0\text{пс}} = (\alpha_{\text{пс}}/100) * K_{\text{пс}} = (4,3/100) * 1750 = 75,25 \text{ тис. грн}$$

$$I_e = I_{0\text{пс}} = 75,25 \text{ тис. грн}$$

Таблиця 3.4 - Розрахунок амортизаційних відрахувань

Тип	Балансова вартість всього (тис. грн)	Мінімальний строк експлуатації	Річна сума амортизаційних відрахувань, тис. грн.
Електрична частина сортувального комплексу	66855,95	10	6685,59

Вважаємо, що вся електрична частина підстанції – це група основних засобів з мінімальним терміном корисного використання 5 років. Оскільки термін експлуатації цього обладнання доходить до 25 років, приймаємо термін амортизації 10 років.

Вартість втрат електричної енергії при живленні від мережі:

- в постачальній кабельній лінії:

$$I_{\Delta A. \text{кл}} = 3\tau C_0 \sum I_M^2 * R \quad (3.5)$$

де τ - час найбільших втрат. При $T_{\text{нб}} = 1960$ год значення $\tau = 1150$ год; c_0 – питома вартість втрат енергії. Приймаємо $c_0 = 8$ коп./кВт·г, так як живлення виконується на першому рівні напруги (на 09.06.2020 <https://index.minfin.com.ua/tariff/electric/prom/>).

$$I_{\Delta A. \text{кл}} = 3 * 1150 * 0,08 * 10^{-6} * (18,5^2 * 1,38 * 6 + 18,5^2 * 1,2 * 0,31) = 0,82 \text{ тис. грн}$$

- в силових трансформаторах:

$$I_{\Delta A. \text{т}} = n_{\text{т}} * (\Delta P_{\text{хх}} * c_{0\text{п}} * T_{\text{р}} + \Delta P_{\text{кз}} * K_{\text{з}}^2 * c_{0\text{п}} * \tau)$$

де $n_{\text{т}}$ – кількість трансформаторів; $T_{\text{р}}$ – число годин роботи трансформатора на рік; $c_{0\text{п}}$ – питома вартість постійних втрат енергії. Приймаємо

$$c_{0\text{п}} = 0,08 \text{ коп./кВт·г}$$

$$\begin{aligned} I_{\Delta A. \text{тРП}} &= (2,05 * 0,08 * 1960 + 16 * 0,71^2 * 0,08 * 1150) * 10^{-3} \\ &= 1.07 \text{ тис. грн} \end{aligned}$$

$$I_{\Delta A. \text{ТЖ}} = (1,65 * 0,08 * 2800 + 5,73 * 0,7^2 * 0,08 * 1640) * 10^{-3}$$

$$= 0,83 \text{ тис. грн}$$

$$I_{\Delta A. \text{ТВ}} = (2,15 * 0,08 * 1960 + 8,15 * 0,7^2 * 0,08 * 1150) * 10^{-3}$$

$$= 0,71 \text{ тис. грн}$$

Сумарна вартість втрат електроенергії в мережі:

$$I_{\Delta A} = I_{\Delta A. \text{кл}} + I_{\Delta A. \text{т}} + Z_{\Delta A. \text{м}} = 1,07 + 0,83 + 0,71 + 0,82 = 3,43 \text{ тис. грн}$$

без НДС, 4,12 тис. грн

3.5 Економічні показники проекту

Таблиця 3.5 - Економічні показники проекту

Найменування показника	Одиниці виміру	Проектний варіант
Капітальні витрати	тис.грн	66855,95
Сумарні експлуатаційні витрати	тис.грн	11547,16
В тому числі:		
Технічне обслуговування і поточний ремонт	тис.грн	75,25
Амортизаційні відрахування	тис.грн	6685,59
Фонд заробітної плати	тис.грн	4782,2

Висновки по розділу

На основі технічних даних щодо прийнятого у спеціальному розділі основного електрообладнання підстанції виконано розрахунки капіталовкладень в проект, які складуть 66855,95 тис. грн., та експлуатаційні витрати при обслуговуванні даної підстанції, які становлять 11547,16 тис. грн. При цьому вартість втрат електричної енергії складатиме лише 4,12 тис. грн, а фонд річної заробітної плати працівникам підстанції – 4782,2 тис.грн.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Електробезпека

В процесі експлуатації електрообладнання існує ймовірність ураження електричним струмом від:

- дотику до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою;
- дотику до металевих корпусів, які опинилися під напругою в разі пробою ізоляції;
- помилковою подачі напруги під час ремонту електроустаткування;
- виникнення крокової напруги;
- наближення на неприпустимо мале відстань до струмоведучих частин;
- наведеної напруги ПЛ.

Умови зовнішнього середовища на території ПС нормальні. У відношенні безпеки поразки електричним струмом згідно ПУЕ КРПЕ-150 кВ, як територія розміщення електроустановок, прирівнюється до особливо небезпечних приміщень. РП-10(6) кВ також відноситься до особливо небезпечних приміщень. Акумуляторна в ОПУ відноситься до особливо небезпечних приміщень.

Прийняте в проекті обладнання відповідає вимогам ПУЕ. Розташування обладнання передбачає заходи електробезпеки для обслуговуючого технічного персоналу, що виконуються відповідно до вимог ПУЕ, ПОТ РМ-016-2001. Все електрообладнання, струмовідні частини, ізолятори, кріплення, несучі конструкції, ізоляційні та інші відстані обрані виходячи з вимог ГОСТу 12.0007.0-75 ССБТ "Вироби електротехнічні. Общие требования безопасности".

Електрообладнання, струмопровідні частини, ізолятори, кріплення, огорожі, несучі, ізоляційні та інші конструкції обрані і встановлені так, щоб:

- викликані нормальними умовами роботи електроустановки зусилля, нагрівання, електрична дуга або інші супутні їй працездатності явища, не приводили до пошкодження обладнання та виникнення

КЗ або замикання на землю, а також не завдавали шкоди обслуговуючому персоналу;

- при порушенні нормальних умов роботи електроустановки забезпечувалася необхідна локалізація ушкоджень, обумовлених дією КЗ;
- при знятій напрузі з будь-якої ланцюга, що відносяться до неї апарати і струмоведучі частини могли піддаватися безпечного огляду, заміни та ремонту без порушення нормальної роботи сусідніх ланцюгів;
- забезпечувалася можливість зручного транспортування обладнання.

Для захисту від ураження електричним струмом в разі пошкодження ізоляції повинні бути застосовані окремо або в поєднанні такі заходи захисту у разі непрямого дотику:

Частини електроустановок підлягають захисного заземлення по ПУЕ:

- 1) корпусу трансформаторів, апаратів, світильників і т.ін .;
- 2) приводи електричних апаратів;
- 3) вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів;
- 4) каркаси розподільних щитів, щитів управління і релейного захисту, щитків і шаф;

5) металеві конструкції розподільних пристроїв, металеві кабельні з'єднувальні муфти, металеві оболонки і броня контрольних і силових кабелів, опорні конструкції шинопроводів, а також інші металеві конструкції, на яких установлюється електрообладнання.

Розподільний пристрій обладнано оперативної блокуванням неправильних дій при перемиканні в електричних установках (скорочено - оперативної блокуванням), призначеної для запобігання неправильних дій з роз'єднувачами, заземляючими ножами.

Оперативна блокування виключає:

- подачу напруги роз'єднувачем на ділянку електричної схеми, заземленою включеним заземлителем;

- включення заземлювача на ділянці схеми, які не відокремленому роз'єднувачем від інших ділянок, які можуть бути як під напругою, так і без напруги;

- відключення і включення роз'єднувачами струмів навантаження.

Жорсткі шини 10 - 6 кВ від трансформаторів до КРУ пофарбовані в такий спосіб: фаза А - жовтим, фаза В - зеленим, фаза С - червоним.

Організаційні заходи, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках, є:

- оформлення робіт нарядом, розпорядженням або переліком робіт, які виконуються в порядку поточної експлуатації;
- допуск до роботи;
- нагляд під час роботи;
- оформлення перерви в роботі, переведення на інше місце, закінчення роботи.

При підготовці робочого місця зі зняттям напруги повинні бути виконані наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжиті заходи, що перешкоджають подачі напруги на місце роботи внаслідок помилкового чи самовільного включення комутаційних апаратів;
- на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційних апаратів повинні бути вивішені забороняють плакати;
- підтверджено відсутність напруги на струмопровідних частинах, які повинні бути заземлені для захисту людей від ураження електричним струмом;
- накладено заземлення (включені заземлювальні ножі, а там, де вони відсутні, встановлені переносні заземлення);
- вивішені вказівні плакати "Заземлено", огорожені при необхідності робочі місця і залишилися під напругою струмоведучі

частини, вивішені попереджувальні та розпорядчі плакати.

Плакати і знаки безпеки в електроустановках до і вище 1000 В електростанцій і підстанцій зображені на рисунку 3.1



Рисунок 3.1 - Плакаты в электроустановках

Норми комплектування засобами захисту РУ напругою вище 1000В згідно СО 153-34.03.603-2003 «Інструкція по застосуванню і випробуванню засобів захисту, які використовуються в електроустановках» наведені в таблиці № 4.1.

Таблиця 4.1 - Норми комплектування засобами захисту

Найменування засоби захисту	Кількість
Ізолююча штанга (оперативна або універсальна)	2 шт. на 150 кВ, 2 шт. на 10 кВ
показчик напруги	2 шт. на 150 кВ, 2 шт. на 10 кВ
Ізолюючі кліщі (за відсутності універсальної штанги)	1 шт. на 10 кВ, 1 шт на 6 кВ
діелектричні рукавички	2 пари
Діелектричні боти (для ВРП)	1 пара
Захисні огороження (щити)	2 шт.
Плакати і знаки безпеки (переносні)	1 комплект
Захисні окуляри	2 пари

4.2 Пожежна безпека

Можливими причинами пожежі в електроустановках можуть бути:

іскріння в електричних машинах і апаратах;

- струми короткого замикання і перевантаження, що приводять до займання ізоляції;
- іскріння від електростатичних розрядів і ударів блискавки;
- погані контакти в з'єднанні проводів;
- електродуги між контактами апаратів;
- електродуги під час зварювальних робіт;
- аварії з масло наповненими апаратами, що супроводжуються викидом продуктів розкладання масла.

Можливими причинами пожеж неелектричних характеру можуть бути:

- необережне поводження з вогнем при газозварювальних роботах;
- несправності опалювальних приладів;
- мимовільне займання деяких матеріалів.

Попередження утворення горючого середовища забезпечується за рахунок:

- пристроєм аварійного зливу пожежонебезпечних рідин:

Відведення масла з трансформаторів в разі аварії з витіканням масла здійснюється за допомогою масло приймачів, масло відводи і підземного маслосборника. Обсяг маслосборника повинен бути розрахований на одночасний прийом 100% масла, що міститься в корпусі трансформатора. Маслосборники виконуються заглубленого типу (дно нижче рівня навколишнього планування землі) з відведенням масла, при цьому бортових огорожень не потрібно. Масловідводи повинні забезпечувати відведення з масла і води, яка застосовується для гасіння пожежі, на безпечне в пожежному відношенні відстань від обладнання; 50% масла і загальна кількість води повинні віддалятися не більше ніж за 0,25 ч. Масловідводи виконуються у вигляді підземних трубопроводів. Маслозбірник повинен бути розрахований на повний обсяг масла одиничного обладнання, що містить найбільшу кількість масла, і повинні виконуватися закритого типу.

- періодичної очистки території, на якій розташовується об'єкт, приміщень, комунікацій, апаратури від горючих відходів, відкладень пилу, пуху і т. п.;
- установкою пожежонебезпечного устаткування в ізольованих приміщеннях.

Предотвращеніє освіти в займистою середовищі джерел запалювання досягається за рахунок:

- застосування в конструкції швидкодіючих засобів захисного відключення можливих джерел запалювання;
- пристрою блискавкозахисту будівель і устаткування.

Протипожежний захист на підстанції досягається застосуванням таких способів:

- застосуванням засобів пожежогасіння:

Норми первинних засобів пожежогасіння представлені в таблиці 4.2

Таблиця 4.2 - Норми первинних засобів пожежогасіння

Найменування приміщень і установок	Одиниця захисної площі або установки	Вогнегасники				
		Пінні місткістю, л	Порошкові місткістю, л		Вуглекислотні місткістю, л	
		10	5	10	5	25
Щит керування	Приміщення щита керування	-	-	-	4	1
Панелі релейних щитів	Приміщення	-	-	-	4	1
Акумуляторна	Приміщення	2	-	1	-	-

Пожежний водопровід включає в себе зовнішні мережі з гідрантами і пожежні крани в приміщеннях. Первинними засобами пожежогасіння є азбестові полотна, ящики з піском, а також порошкові вогнегасники (до 1000 В), вуглекислотні вогнегасники ОУ - 5, ОУ - 8 (до 10 кВ);

- застосуванням автоматичних установок пожежної сигналізації і пожежогасіння.

організація за допомогою технічних засобів, включаючи автоматичні, своєчасного оповіщення людей.

4.3 Розрахунок захисного заземлення

Заземлювач передбачається виконати з горизонтальних полосових електродів та вертикальних електродів (стержневих) діаметром $d=0,02$ м, довжиною $l=5$ м, глибиною закладання електродів в землю $h=0,8$ м..

Грунт в місці спорудження підстанції, b – суглинок, кліматична зона – 3.

Опір природних заземлювачів складає 25 Ом, опір заземлювача розтікання струму у відповідності до ПУЕ повинен бути для мережі 0,4 кВ не більше 4 Ом.

Розрахунковий опір вертикального заземлення:

$$P_{розр1} = P_m \times \psi_3, \quad (4.1)$$

де ρ_m - опір ґрунту, Ом×м;

ψ_3 - кліматичний коефіцієнт для ґрунту;

Підставляємо значення до формули(4.1):

$$P_{розр1} = 250 \times 1,2 = 300 \text{ Ом}$$

Розрахунковий опір ґрунту горизонтальної полоси визначаємо за формулою:

$$P_{розр2} = P_m \times \psi_2, \text{ Ом} \times \text{м}; \quad (4.2)$$

де ψ_2 - кліматичний коефіцієнт для глибини 0,8 м;

Підставляємо значення до формули(4.2):

$$P_{розр2} = 250 \times 2,5 = 625 \text{ Ом} \times \text{м}$$

Необхідний опір заземлюючого пристрою з врахуванням природного заземлення:

$$R_{з'} = \frac{R_{з''} \times R_l}{R_l - R_{з''}} \quad (4.3)$$

де R_l – опір природних заземлювачів;

Підставляємо значення до формули(4.3):

$$R_{з'} = \frac{4 \times 25}{25 - 4} = 4,762 \text{ Ом}$$

Опір одного вертикального заземлювача довжиною 5 м розраховуємо за формулою:

$$R_0 = \frac{0,366 \times \rho_{расч}}{l} \times \left(\log \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \log \frac{4t + l}{4t - l} \right), \text{Ом} \quad (4.4)$$

де $\rho_{расч}$ – розрахунковий опір вертикального заземлення, Ом;

l – довжина вертикального заземлювача, м;

d – діаметр вертикальних електродів, м;

$$t = 0,8 + \frac{5}{2} = 3,3 \text{ м} - \text{відстань між електродами, м.}$$

Підставляємо значення до формули(4.3) отримуємо:

$$R_0 = \frac{0,366 \times 300}{5} \times \left(\log \frac{2 \times 5}{0,02} + \frac{1}{2} \log \frac{4 \times 3,3 + 5}{4 \times 3,3 - 5} \right) = 66,873 \text{ Ом}$$

Приймаємо, що електроди закладені по замкненому контуру згідно планування і знаходимо орієнтовну кількість заземлювачів за формулою:

$$n = \frac{R_0}{R'_3 \times \eta_t}, \text{ шт} \quad (4.5)$$

де $\eta_t = 0.5$ – коефіцієнт використання ряду вертикальних заземлювачів.

Підставляємо значення до формули (4.5) отримуємо:

$$n = \frac{66,873}{4,762 \times 0,5} = 28,086 = 28 \text{ шт.}$$

Довжина з'єднувальної горизонтальної полоси визначається за формулою:

$$ln = 1,05 \times a \times n, \text{ м} \quad (4.6)$$

де a – довжина вертикального заземлювача;

n – кількість заземлювачів.

Підставляємо значення до формули(4.6):

$$ln = 1,05 \times 5 \times 28 = 147 \text{ м}$$

Опір полоси з врахуванням екранування визначаємо за формулою:

$$R_{nn} = 0,366 \times \frac{\rho_{расч}}{l_n \times \eta_t} \times \log \frac{2 \times ln^2}{b \times h'}, \text{ Ом} \quad (4.7)$$

Підставляємо значення до формули:

$$R_{nn} = 0,366 \times \frac{625}{147 \times 0,5} \times \log \frac{2 \times 147^2}{0,045 \times 0,8} = 18,884$$

Потрібний опір вертикальних заземлювачів за формулою(4.3):

$$R_k = \frac{18,884 \times 4,762}{18,884 - 4,762} = 6,368 \text{ Ом}$$

Остаточна кількість заземлювачів за формулою(4.5):

$$n = \frac{66,873}{6,368 \times 0,5} = 21,003 = 21 \text{ шт}$$

Перевірка відповідності за формулою:

$$R_\partial = \frac{1}{\frac{1}{R_k} + \frac{1}{R_{нз}} + \frac{1}{R_e}}, \text{ Ом} \quad (4.8)$$

де R_k – потрібний опір вертикальних заземлювачів, Ом;

$R_{нз}$ – опір полоси з урахуванням екранування, Ом;

R_e – опір природніх заземлювачів, Ом.

Підставляємо значення до формули(4.8) отримуємо:

$$R_\partial = \frac{1}{\frac{1}{R_k} + \frac{1}{R_{нз}} + \frac{1}{R_e}} = \frac{1}{\frac{1}{6,368} + \frac{1}{18,884} + \frac{1}{25}} = 4,0001 \text{ Ом}$$

Дійсний опір заземлюючого пристрою з 21 заземлювачів дорівнює нормованому значенню 4 Ом. Додатково до контуру на території підстанції встановлюємо сітку з повздовжніх полос, розташованих на відстані 1м від обладнання з поперечними зв'язками через кожні 5м.

ВИСНОВОК

В дипломному проекті були розглянуті технічні рішення для підстанції на напругу 150/10/6 кВ. Замість традиційного відкритого розподільчого пристрою було встановлено комплектний розподільчий пристрій в елегазовій ізоляції. Такий варіант проектування підстанції допоміг значно зменшити її площу. Як і було написано у вступі, площа підстанції склала 3,5 тисячі квадратних метра. В ході виконання проекту було розраховане, та обране, найсучасніше обладнання від передових виробників. Також був виконаний розрахунок вартості комплектації даної підстанції, вартість її обслуговування, річний фонд заробітної плати, для робітників які будуть працювати на даному об'єкті, амортизаційні витрати. Наведені правила щодо електробезпеки, пожежної безпеки, та розрахунок захисного заземлення.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. <https://leg.co.ua/info/podstancii/kru-110-800-kv.html>
2. <https://neftegaz.ru/tech-library/elektrooborudovanie/141411-komplektnoe-raspredelitelnoe-ustroystvo-kru-kru/>
3. <https://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/1209163>
4. <http://electricalschool.info/main/visokovoltny/359-jelegaz-i-ego-svojjstva.html>
5. Ліпкін Б.Ю. «Электроснабжение промышленных предприятий и установок», «Высшая школа», 1981.
6. «Правила устройства электроустановок», «Энергия», 1987.
7. Гольстрем В.А. «Справочник энергетика промышленных предприятий», «Техника», 1989.
8. Неклепаев Б.Н. «Электрическая часть станции и подстанции», «Энергоатомиздат», 1984.
9. Чернобров Н.В. «Релейная защита», «Энергия», 1971.
10. Зімін Е.Н. «Электрооборудование промышленных предприятий и установок», «Энергоиздат», 1981.
11. Ополева Г.Н. «Схемы и подстанции электроснабжения», «Форум: Инфра-М», 2006.
12. Гук Ю.К. «Проектирования электрической части станции и подстанции», «Энергоатомиздат», 1985.
13. Півняк Г.Г. «Переходные процессы в системах электроснабжения», 2016
14. Рожкова Л.Д., Козулін В.С. «Электрооборудование станций и подстанций», 1985
15. Овчаренко А.С., «Справочник по электроснабжению промышленных предприятий», 1985.
16. Півняк Г.Г., Білий М.М., Бажін Г.М. «Електропостачання гірничих підприємств» 2008.
17. <https://cvetprokat.com.ua/shina-mednaya/>

18. https://ukrprovod.com.ua/kabel_provod/neizolirovannyj_provod_as
19. <https://index.minfin.com.ua/labour/salary/min/>
20. <https://i.factor.ua/journals/bb/2017/june/issue-21/article-27911.html>
21. <https://studfile.net/preview/2606214/page:36/>
22. <https://electricvdome.ru/electrobezopastnost/znaki-elektrobezopasnosti.html>

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4		Пояснювальна записка	80	
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8	A1		Однолінійна схема	1	
9	A1		Креслення першого поверху	1	
10	A1		Креслення КРПЕ	1	